

**COMPARACIÓN ECONOMICA DEL CAMBIO DE METODOLOGÍA PARA  
REMUNERAR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA:  
CASO COLOMBIA.**

**CESAR ALEJANDRO ROPERO GUTIÉRREZ.**



**UNIVERSIDAD DE LA COSTA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BARRANQUILLA  
COLOMBIA  
2020**

**COMPARACIÓN ECONOMICA DEL CAMBIO DE METODOLOGÍA PARA  
REMUNERAR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA:  
CASO COLOMBIA.**

**CESAR ALEJANDRO ROPERO GUTIÉRREZ.**

**TRABAJO DE GRADO PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TUTOR: MSc. JOHN WILLIAM GRIMALDO GUERRERO  
COTUTOR: MSc. DORA EDITH ROSALES VILLA**

**UNIVERSIDAD DE LA COSTA C.U.C  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
BARRANQUILLA  
COLOMBIA  
2020**

NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

JURADO

---

JURADO

---

---

Barranquilla,

**Agradecimiento**

Agradezco a mis padres por su guía y apoyo en mi vida, por el gran esfuerzo que han hecho por mí para seguir adelante con mis estudios y agradezco a mis hermanos y a mi amada por su apoyo incondicional. Gracias a mi amigo Andrés Andrade por su apoyo. Agradezco a mis tutores Msc. John Grimaldo y Msc. Dora Rosales por su ayuda y motivación.

### Resumen

Esta investigación presenta un análisis económico sobre el cambio de metodología de remuneración a las empresas que ejercen la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia. Esta metodología estaba determinada por la Resolución CREG No. 097 de 2008, no obstante, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ente encargado de regular los servicios de energía eléctrica y gas en Colombia; presentó una propuesta regulatoria por medio de la Resolución CREG No. 179 de 2014, para modificar la metodología de remuneración a los distribuidores de energía eléctrica. En el proceso de revisión y divulgación de la propuesta de resolución, la CREG realizó modificaciones teniendo en cuenta los comentarios y análisis de terceros. Como resultado, la CREG finalmente expidió la Resolución CREG No. 015 de 2018, estableciendo oficialmente la metodología para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica. A partir de las decisiones tomadas por el ente regulador, se realizó una revisión bibliográfica de las diferentes metodologías de remuneración para comprender el comportamiento del mercado con la implementación de esta nueva metodología. Se desarrolló simulaciones económicas mediante las fórmulas establecidas por las resoluciones que permitió compararlas y así observar la viabilidad técnico legal.

***Palabras clave:*** metodología, remuneración, distribución, regular, comparar

**Abstract**

This research is an economic analysis of the change in methodology remuneration to undertakings carrying on the activity of electricity distribution in Colombia. This methodology was determined by CREG Resolution No. 097 of 2008, however, the Energy and Gas Regulation Commission, entity responsible for the services of electricity and gas in Colombia; presented a regulatory proposal through CREG Resolution No. 179 of 2014, to modify the remuneration methodology for electric power distributors. In the process of reviewing and disseminating the proposed resolution, the CREG made modifications considering the comments and analysis of third parties. As a result, the CREG finally issued CREG Resolution No. 015 of 2018, officially establishing the methodology for remunerating the activity of electricity distribution. Based on the decisions taken by the regulator, a bibliographic review of the different remuneration methodologies was carried out to understand the behavior of the market with the implementation of this resolution. Likewise, the economic comparison of the resolutions will allow for the establishment of the technical legal viability.

***Keywords:*** methodology, remuneration, distribution, regulate comparison

**Contenido**

Lista de tablas y figuras .....	9
Capítulo I .....	12
Introducción.....	12
Formulación del problema .....	15
Justificación.....	19
Objetivos .....	21
Objetivo General .....	21
Objetivos específicos .....	21
Metodología .....	21
Antecedentes .....	23
Estado del arte .....	29
Estructura del sector eléctrico colombiano .....	29
Actividades del sector eléctrico .....	32
Marco Tarifario .....	37
Marco regulatorio de otros países .....	38
Canadá.....	41
Chile .....	44
El Salvador .....	47
Cálculo de la tasa de retorno .....	49
Capital Asset Pricing Model (CAPM) .....	51
Esquemas regulatorios para remunerar inversiones .....	52

Precio Máximo .....	53
Ingreso Regulado Máximo .....	54
Competencia Referencial .....	55
Capítulo II.....	55
Análisis de las resoluciones y formulas tarifarias .....	55
Resolución CREG No. 097 de 2008 .....	55
Resolución CREG No. 015 de 2018 .....	60
Capítulo III .....	64
Simulaciones económicas.....	64
Resolución CREG No. 097 de 2008 .....	64
Simulación Resolución CREG No. 097 de 2008 .....	67
Resolución CREG No. 015 de 2018 .....	74
Comparación de las resoluciones .....	82
Conclusión.....	91
Referencias .....	95
Anexos .....	104



**Lista de tablas y figuras****Tablas**

Tabla 1. Marco metodológico. ....	22
Tabla 2. Niveles de tensión establecidos por la Resolución CREG 004 de 1994.....	24
Tabla 3. Niveles de tensión establecidos por la Resolución CREG 082 de 2002.....	27
Tabla 4. Comparación de las anteriores metodologías. ....	28
Tabla 5. Nomenclatura de colores SAIDI.....	36
Tabla 6. Estructura institucional del sector eléctrico de Argentina. ....	40
Tabla 7. Administración de recursos provinciales y federales. ....	42
Tabla 8. Variables y fuentes de información. ....	51
Tabla 9. Costo de la deuda. ....	65
Tabla 10. Costo del capital propio. ....	66
Tabla 11. Resumen.....	66
Tabla 12. WACC calculado. ....	67
Tabla 13. Base Reguladora de Activos reconocida para cada nivel de tensión (Millones COP). 67	
Tabla 14. Porcentaje de AOM reconocido para los años de estudio. ....	68
Tabla 15. Proyección de energía para los años de estudio MWh-año. ....	68
Tabla 16. CAAE (Millones COP).....	69
Tabla 17 CAANE (Millones COP).....	70
Tabla 18. Cargos máximos SDL.....	70
Tabla 19. Ingresos anuales OR. (Millones COP).....	71
Tabla 20. Variación porcentual respecto al año siguiente. ....	73
Tabla 21. WACC Resolución CREG No. 015 de 2018. ....	75

Tabla 22. WACC calculado. ....	75
Tabla 23. Factor de ajuste. ....	76
Tabla 24. BRAE anual en cada nivel de tensión (Millones COP). ....	77
Tabla 25. BRANE anual en cada nivel de tensión (Millones COP). ....	77
Tabla 26. BRA anual en cada nivel de tensión (Millones COP). ....	78
Tabla 27. Recuperación del capital (Millones COP). ....	78
Tabla 28. BRAR (Millones COP). ....	79
Tabla 29. Ingreso Anual OR (Millones COP). ....	79
Tabla 30. Variación porcentual respecto al año siguiente. ....	81
Tabla 31. Comparación de las resoluciones CREG No. 097 del 2008 y CREG No. 015 del 2018. .....	82
Tabla 32. Variación porcentual de los ingresos anuales año – año entre la Res. No 015 vs Res. No. 097 (Millones COP). ....	89

## **Figuras**

Figura 1. Indicador SAIDI (a) y SAIFI (b) .....	16
Figura 2. Estructura del sector eléctrico colombiano.....	30
Figura 3. Matriz energética de Colombia. ....	33
Figura 4. Niveles de tensión de la actividad de distribución de energía eléctrica .....	35
Figura 5. Generación neta del Mercado de Energía Mayorista .....	38
Figura 6. Matriz energética de Canadá .....	41
Figura 7. Matriz energética de Chile.....	44
Figura 8. Matriz energética El Salvador .....	47
Figura 9. Estructura del WACC.....	49

Figura 10. Mecanismos de regulación. ....	53
Figura 11. Ingresos anuales Resolución CREG No. 097 de 2008. ....	72
Figura 12. Ingresos anuales Resolución CREG No. 097 de 2008. ....	72
Figura 13. Ingresos anuales Resolución CREG No. 015 de 2018. ....	80
Figura 14. Ingresos anuales, comparación de resoluciones. ....	87
Figura 15. Ingresos anuales, comparación de resoluciones. ....	88

## Capítulo I

### Introducción

El servicio de energía eléctrica en Colombia comenzó a finales del siglo XIX y se dio por iniciativa de inversionistas privados, quienes fundaron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y comercializar la energía eléctrica en los municipios (CREG, 2019). El uso de la electricidad inicialmente se implementó para alumbrado público, sin embargo, este se expandió y pasó a uso residencial y subsiguiente al sector industrial. Debido al progresivo aumento de la demanda de energía eléctrica; el servicio presentaba deficiencias, las empresas existentes no lo prestaban con niveles de calidad adecuados debido a la poca inversión a su infraestructura eléctrica y el cobro de tarifas elevadas, conllevó a que la clase política de las diferentes regiones del país ejercieran presión a estas empresas, y en consecuencia, las empresas pasaron a manos del estado (Cuadros Amaya & Ortega Calderon, 2012).

A mediados de los cuarenta, el sector público intervino en el sector eléctrico e inició una evolución de un ámbito municipal a uno regional, para ello, emitieron la Ley 80 de 1946 y así fundaron la empresa Electroaguas (Ley 80, 1946). Entre 1955 y 1958; Electroaguas, fomentó la construcción de varias empresas de carácter regional y departamental en el país (Sandoval , 2004). En 1967 el gobierno colombiano impulsó la creación de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), teniendo como función la coordinación del suministro de energía eléctrica y de desarrollar proyectos de transmisión y generación de energía eléctrica. En 1971, ISA, opera el primer sistema de integración regional con una longitud de 537 km (ISA, 2017).

Posteriormente, en 1991 reformaron la Constitución Política de Colombia y concorde a lo planteado en el Capítulo 5, dio paso a la modificación del sector de los servicios públicos, el cual, se desarrolló mediante las leyes 142 “*Ley de los servicios públicos*” y 143 “*Ley eléctrica*”

de 1994. Esto vinculó la libre competencia en el sector eléctrico, como también la separación vertical de las actividades para la prestación del servicio de energía eléctrica, las cuales son, Generación, Transmisión, Interconexión, Distribución y Comercialización. No obstante, instauró que las compañías fundadas antes que estuviese en vigencia estas leyes tienen permitido seguir desarrollando simultáneamente más de una actividad (Ley 143, 1994).

Cabe resaltar que, según el Artículo 74, de la Ley 143 de 1994 las actividades de Generación y Distribución pueden ser prestadas de manera simultánea a la actividad de Comercialización (Ley 143, 1994).

Mediante la Ley 142 de 1994, se dio la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidad encargada de regular a las empresas que prestan los servicios públicos de energía eléctrica y Gas en Colombia. Este ente, determina las fórmulas tarifarias para la remuneración de los activos de las empresas y los cargos por el uso de sus redes. Según el Artículo 126, de la Ley 142 de 1994 respecto a la vigencia del periodo tarifario, este establece que, será vigente por cinco años, a menos que haya un acuerdo entre el ente regulador y la empresa para realizar modificaciones. En caso tal, de que el regulador no emita nuevas, estas seguirán en vigencia (Ley 142, 1994).

Desde su creación, la CREG, ha emitido 4 resoluciones; donde establece la metodología para retribuir la actividad de distribución eléctrica, determinando el esquema regulatorio, las fórmulas tarifarias y los estándares de calidad y eficiencia que deben seguir las empresas que ejerzan esta actividad.

Actualmente, la CREG emitió una nueva resolución donde modifica la metodología para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica y a su vez plantea ciertos objetivos que tiene que alcanzar el Operador de Red (OR), estos son (CREG, 2014):

- Incentivar la reposición de activos.
- Mejorar la calidad del servicio.
- Lograr gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) eficientes y acordes con la remuneración de inversiones.
- Facilitar la incorporación de inversiones en nuevas tecnologías.
- Permitir estabilidad en la inversión de las empresas.
- Obtener tarifas competitivas.
- Conservar empresas sostenibles.

La finalidad de este nuevo método es incentivar a que las empresas realicen mayores inversiones, tanto en la reposición de activos, como en la expansión del sistema, con el objetivo de mejorar la calidad del servicio y disminuir las pérdidas de energía (CREG, 2014).

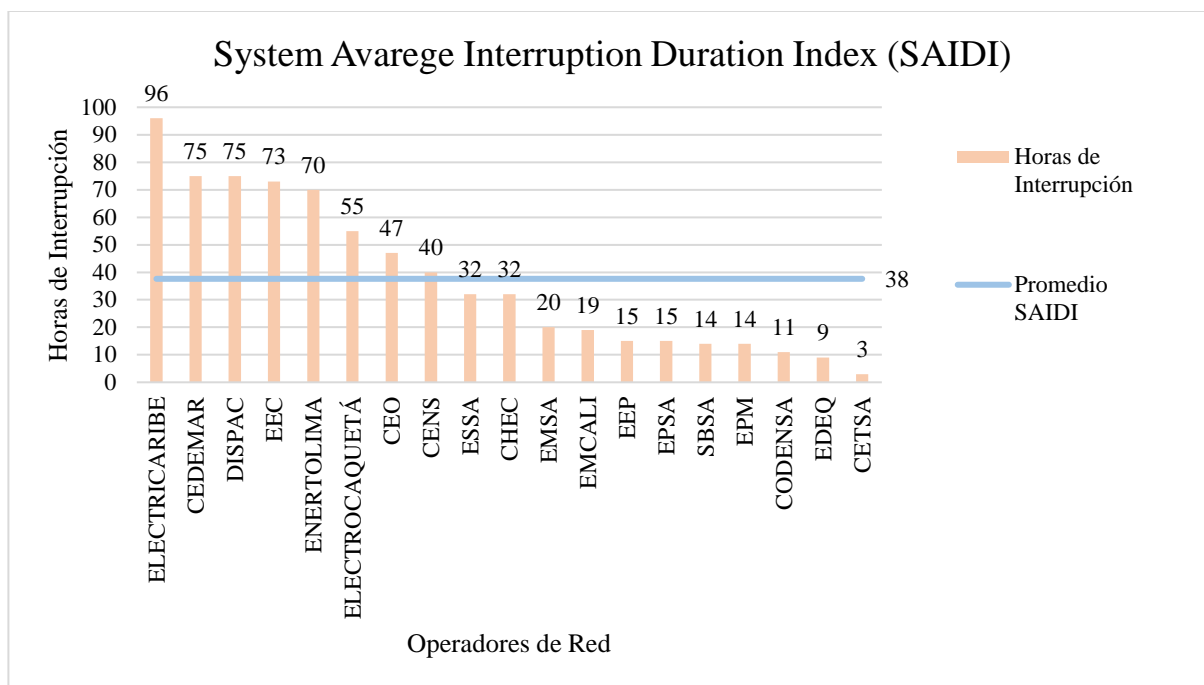
El presente trabajo de investigación, se realizó una comparación cuantitativa respecto al cambio de metodología para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia, el cual, estaba regido por la Resolución CREG No. 097 de 2008 y pasó a la Resolución CREG No. 015 de 2018. Asimismo, se analizó el efecto que tiene este cambio de metodología en los ingresos anuales de los OR y comprender las causas y los objetivos de esta modificación.

**Formulación del problema**

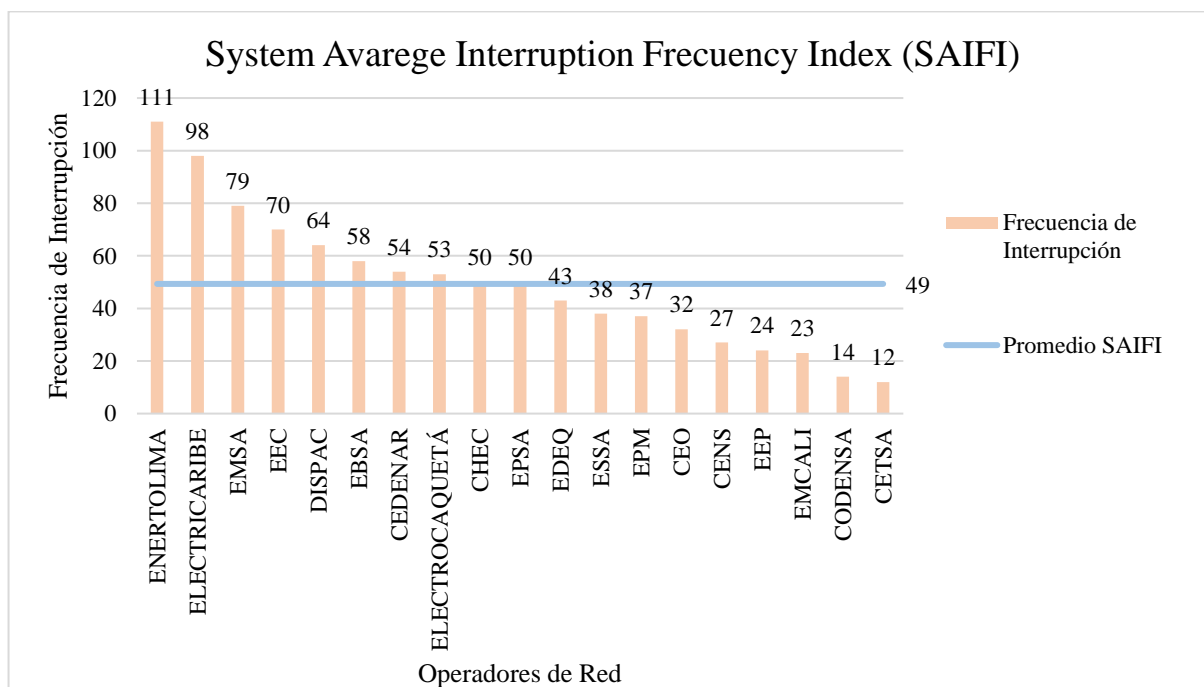
En Colombia han ocurrido dos crisis energéticas, dando como resultado razonamientos de energía en los años 1981 y 1992. Las principales causas de estas crisis fueron debido a la incorrecta planeación, ineficiencia, mala estructuración y coordinación de los entes del sector (Moreno, 2012), y la deficiente administración del sector eléctrico (Moreno, 2012), dando una prueba irrefutable de que se necesitaba una modificación y regulación en el sector (Vargas Navarro, 2016).

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), realizó un estudio a través de la implementación de los índices de calidad System Average Interruption Duration Index (SAIDI) y System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) (IEEE, 2012), que representa la duración promedio de las interrupciones en un periodo determinado y la cantidad media de interrupciones de un sistema, respectivamente. Se observa que el 42% de los OR supera el promedio SAIDI, siendo la empresa Electricaribe S.A. E.S.P, el que ocupa el primer puesto, con 96 horas de interrupción del fluido eléctrico (ver Figura 1 a) (Superservicios , 2017).

Por otro lado, el promedio del indicador SAIFI es superado por el 52% de los OR, siendo encabezado por Enertolima S.A. E.S.P, con 111 interrupciones del flujo eléctrico (ver Figura 1 b). Esto evidencia que el sistema de distribución presenta en su mayoría una deficiente calidad del servicio (CREG, 2014).



(a)



(b)

Figura 1. Indicador SAIDI (a) y SAIFI (b)

Fuente: (*Superservicios*, 2017).



Es importante recalcar que existen distribuidores que no entregaron los datos correspondientes a sus niveles de interrupción, debido que no cumplen con los requisitos para aplicar a los esquemas de compensación e incentivos, siendo esto una situación crítica para la CREG (Superservicios , 2017).

Electricaribe, es una empresa que ejerce las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Costa Caribe (Electricaribe , 2018), ocupando el segundo puesto con la mayor cantidad de usuarios y con el mercado más grande en extensión geográfica (28% del mercado), *“este hecho, unido a la insuficiente y altamente deteriorada infraestructura de media y baja tensión que dejaron las anteriores empresas que prestaban el servicio de energía eléctrica en esta región, han generado que el mercado Caribe sea el de mayores dificultades en aspectos sociales, técnicos y comerciales, manifestados a través de las reclamaciones interpuestas ante la misma empresa y ante la SSPD”* (SDEG, 2012).

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible (SDEG) realizó varias investigaciones por supuesto incumplimientos por parte de la empresa (Informe de gestión: Electrificadora del Caribe S.A E.S.P, 2012). Posteriormente, a finales del año 2016, la SSPD ordenó la intervención de Electricaribe por el colapso financiero debido al déficit de caja que presentaba esta empresa (Informe de gestión: Electrificadora del Caribe S.A E.S.P, 2012), sumando las deficiencias técnicas evidenciadas con el indicador SAIDI, la compañía no pudo cumplir sus compromisos con el mercado mayorista (SSPD, 2017); como resultado, los generadores de energía y la compañía Expertos en Mercados (XM), ejecutaron garantías financieras por un monto de COP \$175.107.045.092 (SSPD, 2017) y algunos generadores terminaron de manera anticipada los contratos de energía (SSPD, 2017).

Partiendo de la información que los OR entregaron a la CREG, la reposición de activos en el periodo de 2008 – 2012, fue de 1,29% en el nivel 4, de 1,11% para nivel 3 y 0,9% en el nivel 2 (CREG, 2018). Por otro lado, en el año 2014, XM reportó a la CREG que 24 OR que tienen activos en el STR, solo 8 empresas aplicaron al porcentaje de AOM con el máximo permitido y otras 12 empresas un porcentaje inferior al aprobado (CREG, 2014). Con base en lo anterior, la CREG identificó que el problema yace en el bajo incentivo en la inversión de la infraestructura eléctrica (CREG, 2014). Debido que esta se basa en la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), este método reconoce los activos como nuevos en todo el periodo tarifario, sin importar su vida útil (CREG, 2018).

Asimismo, la demanda nacional de energía eléctrica, comparando el consumo total nacional del año 2005 al 2017 ha incrementado aproximadamente un 30% (XM, 2017). Teniendo en cuenta los factores anteriormente expuestos, los que mayor afectan a la calidad del servicio son el bajo incentivo y mantenimiento de los activos eléctricos (CREG, 2018), esto ha conllevado a la degradación de estos y por ende al aumento de las pérdidas de energía.

Con base en lo anterior, el cambio en la metodología para remunerar la actividad de distribución eléctrica realizada por la CREG tiene como objetivo principal mejorar la calidad del servicio, incentivando a la reposición de activos, mediante inversiones adecuadas para que los OR alcancen los niveles de eficiencia determinados.

**Justificación**

Con la reforma constitucional de 1991, el congreso de la república emitió las leyes 142 y 143 en 1994; donde incorporaron la regulación de los servicios públicos, con la finalidad de lograr un desarrollo sostenible (Patiño Moya, Gómez Flórez, & Osorio Medina, 2009). Mediante estas, fue fundada la CREG, con el fin de promover y regular los servicios públicos de Energía Eléctrica y Gas. Este ente, por medio de resoluciones establece las metodologías para regular las actividades del sector eléctrico, asimismo, establece las metodologías para remunerar las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica las cuales tienen un periodo de vigencia de 5 años (si es necesario), permitiendo el retorno de la inversión de las empresas que ejercen dichas actividades. Con el paso del tiempo, ha modificado la metodología para remunerar estas actividades, y de esta manera mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica (CREG, 2018).

Teniendo en cuenta los índices de calidad del servicio y los diferentes parámetros que afectan el servicio de distribución de energía eléctrica, se espera que con la nueva metodología de remuneración se estimule a las empresas a realizar reposición de activos, prestar un servicio eficiente, confiable y con altos niveles de calidad (CREG, 2018).

Esta nueva metodología tiene el objetivo de incentivar al OR a realizar inversiones en activos eléctricos, implementar nueva tecnología en el sistema y ser eficiente respecto a las inversiones, con la finalidad de mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en el país. Cabe resaltar qué, si la empresa no cumple con lo establecido por el regulador; siguiendo los lineamientos de eficiencia, confiabilidad y calidad determinados en la resolución vigente, disminuirán sus ingresos anuales (Vargas Navarro, 2016).

La CREG espera inversiones en la infraestructura por 7 billones de pesos y la disminución de las pérdidas de energía en 1.3 GWh en los próximos 5 años (CREG, 2018). Actualmente, el gobierno estudia varias alternativas para mejorar la prestación del servicio eléctrico que afecta a los colombianos, especialmente en la Costa Caribe, en dichas alternativas, se encuentra en proceso la búsqueda de un nuevo operador de red (para el caso de la Costa Caribe) que pueda prestar el servicio de distribución de energía eléctrica en esta región. Por otro lado, el mercado será dividido en dos zonas para “*Facilitar la consecución de operadores-inversionistas*” (Superservicios, 2019) (Dinero, 2019).

De acuerdo con los cálculos realizados por el gobierno, para los años 2019 y 2020, triplicarán las inversiones en Electricaribe para realizar mantenimientos del sistema eléctrico de este OR, partiendo de \$ 125.000 millones COP a \$ 745.000 millones COP, con el objetivo de mejorar la prestación del servicio y disminuir el nivel de pérdidas (Superservicios, 2019) (Dinero, 2019).

La Asociación Colombiana de Ingenieros (ACIEM), en el documento PN-093-18, considera que es necesario estudiar diferentes alternativas a nivel de empresa o estructura del mercado eléctrico, para encontrar una solución a esta situación y haya transparencia. Asimismo, ACIEM, propuso considerar la desintegración vertical del mercado de Electricaribe, con la finalidad de inspeccionar la viabilidad de mercados separados (ACIEM, 2018). Por medio de esta investigación, se espera evidenciar mediante una evaluación económicas un análisis cualitativo y cuantitativo de los efectos de los cambios de la metodología de remuneración.

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Evaluar los cambios en la metodología de la Resolución CREG No. 097 de 2008 a la Resolución CREG No. 015 de 2018, para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante simulaciones económicas.

### **Objetivos específicos**

Identificar las principales modificaciones en la metodología para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Analizar mediante simulaciones económicas las ecuaciones para remunerar inversiones, establecidas por la Resolución CREG No. 097 de 2008 y la Resolución CREG No. 015 de 2018.

Comparar los resultados de las simulaciones de la Resolución CREG No. 097 de 2008 y la Resolución CREG No. 015 de 2018, evaluando la viabilidad legal y financiera de las decisiones tomadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

## **Metodología**

La metodología implementada es aplicada, se busca la aplicación del conocimiento obtenido durante la investigación y a su vez adquirir otros para la solución del problema planteado (Vargas Cordero, 2008). La información para el desarrollo de esta investigación es producto de fuentes bibliográficas, tales como; libros, artículos de revista, resoluciones y leyes. La estructura de este documento se divide en tres capítulos concorde a los objetivos planteados anteriormente.

Se tuvo en cuenta la estructura que propone Padrón (Padrón, 2007), la cual comprende la descripción del problema y justificando sus aspectos más relevantes, contiene un marco teórico para exponer los principales conceptos y características, un análisis del problema con respecto a la teoría planteada y finalmente un modelo aplicativo para una posible solución del problema. Concorde a lo anterior y a los objetivos planteados, este documento se dividió en tres capítulos.

Tabla 1.

*Marco metodológico.*

Capítulo	Observación	Fases
1	Revisión bibliográfica.	1.1. Fase de contextualización Trata del análisis de documentos acerca del modelo regulatorio, la identificación de factores financiero y legal del mercado de distribución eléctrica en Colombia. Además, de la exposición de temas cruciales para su comprensión.
	Descripción del problema.	
	Estudio de antecedentes.	
	Marco regulatorio.	
2	Estudio cualitativo y cuantitativo de las resoluciones	2.1. Fase Analítica Identificación de los aspectos más relevantes de las resoluciones, además, de la explicación de las ecuaciones tarifarias. Este análisis permite comprender los cambios de la metodología de remuneración en la actividad de distribución eléctrica en Colombia.
3	Comparación cualitativa y cuantitativa	3.1. Fase de resultados Se analizó por medio de un caso estudio el impacto que acarrea el cambio de la metodología de remuneración en los ingresos anuales a los OR, validando los objetivos establecidos por el regulador

Nota. Diseño propio.

## Antecedentes

La CREG, concorde a lo planteado en los Artículos 23, literales c) y d), y 41 de la ley 143 de 1994, tiene la función de *“definir la metodología para el cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago”* (Ley 143, 1994) (Resolución CREG 097 , 2008). De acuerdo a lo anterior, en este apartado se indagará en las distintas reformas realizadas por la CREG, para la retribución de la actividad de distribución, la cual, inició con la Resolución CREG No. 003 y la Resolución CREG No. 004 de 1994; que reglamenta *“el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local”* (CREG, 1994) y, regula el acceso y uso de los sistemas de distribución, como también la metodología para hacer efectivo su pago (Resolución CREG No. 004, 1994), respectivamente.

Posteriormente, con la Resolución CREG No. 099 de 1997, implementaron las metodologías enfocadas en costos. Tiempo después, emitieron la Resolución CREG No. 082 de 2002, logrando con esto una mayor inversión en el sistema de distribución de energía eléctrica. Luego, emitieron la Resolución CREG No. 097 de 2008 donde realizaron modificaciones e impusieron nuevas condiciones para incentivar la eficiencia en las inversiones y mejorar la prestación del servicio (CREG, 2014).

En la Resolución CREG No. 004 de 1994, establecieron dos grandes sistemas para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica, los cuales son; el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL), estos fueron divididos por niveles de tensión, cómo se puede observar en la Tabla 2. Asimismo, implementaban un inventario de las redes de Transmisión Regional en los niveles de tensión 4 y 3. Con un enfoque

de Valor Nuevo a Reposición, para los activos. Es decir, reconociendo el valor de los activos como nuevos en todo el periodo tarifario.

Tasa de retorno antes de impuestos del 10% anual y una vida útil del activo de 25 años. Costos anuales por Administración, Operación y Mantenimiento - (AOM) de 2% y de 3,5 para los activos que se encuentren en zonas de contaminación salina.

En el nivel de tensión 2, los costos de distribución fueron determinados mediante los costos medios considerados de transformación en este nivel de tensión y los costos marginales de distribución en el nivel de tensión 1 (Resolución CREG No. 004, 1994).

Tabla 2.

*Niveles de tensión establecidos por la Resolución CREG 004 de 1994.*

Nivel de Tensión	Tensión (kV)
4	Tensión mayor o igual a 62.
3	Tensión mayor o igual a 30 y menor a 62.
2	Tensión mayor o igual a 1 y menor a 30.
1	Tensión inferior a 1.

Nota. Datos obtenidos de (Resolución CREG No. 004 , 1994).

La implementación de esta resolución estuvo en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Cabe resaltar qué, no establecieron una fecha específica para la finalización de su vigencia. No obstante, con la emisión de la Resolución CREG No. 060 de 1994, de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 3; establecieron qué *“Con el fin de incorporar los cambios en la estructura de costos y en la configuración de los sistemas eléctricos, las empresas deberán efectuar cada tres años, en el mes de septiembre, una revisión completa de los cargos de distribución y someterlos a aprobación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas”* (CREG, 1994).

Posteriormente, la CREG, emitió la Resolución CREG No. 075 de 1997 *“Por la cual se establecen las bases sobre las cuales se modificará la Resolución CREG No. 004 de 1994,*



*expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, y se dictan otras disposiciones”*

(CREG, 1997). Esta resolución permitió la aprobación de la Resolución CREG No. 099 de 1997.

En donde implementaron la metodología de Precio Máximo para las inversiones, establecieron el costo medio histórico por cada unidad de energía transportada, teniendo en cuenta el inventario de los activos eléctricos, catalogados en Unidad Constructiva (UC) en el STR y SDL de cada una de las empresas. Para el nivel de tensión 1, implementaron un método para poder determinar la cantidad de activos a remunerar, mediante una muestra representativa (CREG, 2006). Para determinar los costos anuales:

Establecieron una tasa de retorno antes de impuestos del 9% y dependiendo de las características de los activos una vida útil que oscilaba entre 5 y 25 años. Para los activos no eléctricos *“Se aceptará para ellos un valor máximo equivalente a un 8% sobre el valor de los activos eléctricos asociados con cada nivel de tensión”* (CREG, 1997). Para los niveles de tensión 4 y 3; el porcentaje de AOM era de 2% y en los niveles 2 y 1; era de 4%, además, para los activos instalados en zonas de alta salubridad, se le adicionaba un 0.5% en este factor y para el valor de los terrenos 12%.

Por medio de los indicadores de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES) y Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES), mesuraban la calidad del servicio (CREG, 1998).

El Artículo 8 de esta resolución, estableció que los cargos aprobados por el regulador de la base metodológica tendrán una vigencia de cinco años. Sin embargo, estos seguirán rigiendo hasta que la comisión establezca nuevos (CREG, 1997).

5 años después, emitió la Resolución CREG No. 082 de 2002, donde implementaron la metodología de Ingreso Máximo para el STR, donde establecen un límite de ingresos anuales

que puede recibir el Transmisor Regional (TR), esta variable es calculada por medio de la suma algebraica del Costo Anual Equivalente de activos eléctricos y no eléctricos y los costos de AOM. Para este sistema, los costos de AOM, lo determinaron por medio de un porcentaje del Costo de Reposición de Activos, el cual, fue de 2% y para los activos presentes en zonas con contaminación salina, se agrega un 0,5% adicional en AOM.

Para calcular el cargo anual de cada STR, se procede a hacer una relación entre el ingreso total anual del STR y la suma de la demanda total de los comercializadores conectados al STR del respectivo OR. Cuando entren en operación nuevos activos, estos cargos pueden ser modificados durante el periodo tarifario; y se emplean desde el 1 de enero del siguiente año (CREG, 2006).

Para el SDL utilizaron la metodología de Precio Máximo; en donde establecieron cargos máximos por unidad de energía transportada para cada sistema de los OR en los niveles 3, 2 y 1 (CREG, 2006). Y el Liquidador y Administrador de Cuentas – (LAC), se encarga de recaudar la remuneración y liquidar al TR.

Para calcular el cargo máximo en los niveles 3 y 2; se suma el Costo Anual Equivalente de activos eléctricos y no eléctricos y los costos de AOM, esto dividido entre la energía disponible de cada nivel de tensión. La comisión, para los costos de AOM, establecieron de 2% y 4% para los activos presentes en los anteriores niveles de tensión; y para los que estén instalados en zonas de contaminación salina, se agrega un 0,5% adicional.

Determinaron las tasas de retorno para cada uno de estos sistemas, donde establecieron un 14,06% para STR y 16.06% para SDL. Teniendo en cuenta este aumento y que continuaron implementando el enfoque VNR, esto incentivó a la inversión extranjera en la actividad de distribución, como también, inversiones en la infraestructura del sistema eléctrico. Además,

gracias a esta resolución, fue modificado los niveles de tensión; estableciéndolos de la siguiente manera:

Tabla 3.

*Niveles de tensión establecidos por la Resolución CREG 082 de 2002.*

<b>Nivel de Tensión</b>	<b>Tensión (kV)</b>
4	Tensión mayor a 57,5 e inferiores a 220.
3	Tensión mayor o igual a 30 e inferiores a 57,5.
2	Tensión mayor o igual a 1 e inferiores a 30.
1	Tensiones inferiores a 1.

Nota. Datos obtenidos de (Resolución CREG No. 082, 2002).

Como se puede observar en la Tabla 3, desde este periodo, el STR, se considera a partir de los 57,5kV, catalogándose en el nivel de tensión 4. Este está comprendido por redes regionales o interregionales de transmisión; constituido por un conjunto de líneas y subestaciones con sus respectivos activos asociados (Resolución CREG No. 082, 2002). Los niveles de tensión 3, 2 y 1, hacen parte del SDL. Este está compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones que operan a los niveles de tensión determinados en la Tabla 2, con sus respectivos activos asociados.

Tiempo después la CREG emitió la Resolución CREG No. 097 de 2008. En esta resolución continuaron implementando la metodología de Ingreso Máximo para el STR y Precio Máximo para el SDL y manteniendo el enfoque VNR. A diferencia de la anterior resolución, en esta modificaron los valores de las Unidades Constructivas, teniendo un reconocimiento inferior en el valor de estas, pero, con mayor vida útil. Como también, la reducción de la tasa de retorno; la cual, para la metodología de Ingreso Máximo fue 13% y para Precio Máximo 13,9%, respectivamente.

Por otro lado, el criterio de calidad fue acoplado a la retribución; conllevando al OR, a cumplir con las metas de calidad establecidas por el ente regulador; de lo contrario, se vería

afectado sus ingresos anuales. Cabe resaltar qué, el regulador plantea en esta resolución el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD) con la finalidad de definir valores mínimos y máximos trimestrales y así tener una referencia. Si el OR, supera el máximo permitido, no recibirá incentivo, caso contrario pasaría si se encuentra por debajo del valor de referencia mínimo. Del mismo modo, el porcentaje de AOM iba relacionado con el criterio de calidad, y variaba anualmente dependiendo de la resultante del cálculo del Índice Anual Agrupado de la Discontinuidad (IAAD).

Al plantear este nuevo método tarifario, las empresas se opusieron a este, ya que las inversiones que hicieron durante la anterior resolución serían remuneradas por medio de diferentes condiciones que afectaban sus inversiones. La CREG, en respuesta a esta disconformidad por parte de los OR, estableció que el 90% de la Base Reguladora de Activos (BRA) será calculada por la Resolución No. 082 de 2002 y el 10% restante por la Resolución No. 097 de 2008 (Vargas Navarro, 2016).

Tabla 4.

*Comparación de las anteriores metodologías.*

Temas	Res. CREG 004 de 1994	Res. CREG 099 de 1997	Res. CREG 082 de 2002	Res. CREG 097 de 2008
<b>Metodología</b>	Inventario de las redes	Precio Máximo.	Ingreso Regulado (STR) – Precio Máximo (SDL).	Ingreso Regulado (STR) – Precio Máximo (SDL).
<b>Eficiencia</b>	Aplicación de criterios	Aplicación de criterios	Aplicación de criterios.	Decreto MME 388 de 2007
<b>Tasa de retorno antes de impuestos.</b>	10%	9%	14.06% - 16.06%	13% - 13.9%
<b>Activos eléctricos</b>	VNR	VNR	VNR	VNR
<b>Activos de terceros (Nivel 1).</b>	Remuneración del activo	Remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración directa
<b>AOM</b>	% inversión	% inversión.	% inversión	Gastado y remunerado

Temas	Res. CREG 004 de 1994	Res. CREG 099 de 1997	Res. CREG 082 de 2002	Res. CREG 097 de 2008
<b>Reconocimiento de pérdidas.</b>	Índices para cada OR	Índice único	Índices para cada OR (Rural – Urbano).	Índice para cada sistema OR
<b>Calidad del servicio.</b>	-	Compensaciones	Compensaciones	Compensaciones e incentivos simétricos

Fuente: (Resolución CREG No. 043, 2013) (Resolución CREG No. 004, 1994).

En la tabla 4 se presentan las diferencias de cada resolución desde el inicio de la metodología enfocada a los costos, dejando en evidencia los cambios que ha establecido el ente regulador para poder establecer un balance, favoreciendo tanto al usuario final como a la empresa de servicios públicos, con la finalidad de mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica.

## Estado del arte

El Estudio de la regulación de la actividad de distribución de energía eléctrica a nivel nacional ha abarcado varios documentos. Los cuales, vale la pena resaltar la investigación de la “*Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora*”. Esta consiste en un estudio del mecanismo de regulación de la Resolución CREG No 097 de 2008 y la Resolución CREG No. 179 de 2014, donde realizaron un análisis comparativo. A continuación, se presenta un contexto de la investigación realizada.

## Estructura del sector eléctrico colombiano

Con la finalidad de establecer un orden y una estructura que permitiera un mejor desarrollo del sector eléctrico, determinaron un esquema que incluye a las empresas que generan, transmiten, distribuyen y comercializan energía eléctrica. Como también, a ciertos



nacional y expansión del sector eléctrico con base en el Plan Nacional de Desarrollo y al uso óptimo de los recursos minero-energéticos, teniendo en cuenta criterios económicos, técnicos, ambientales y sociales acorde al crecimiento energético de la población (UPME, 2020).

Los entes encargados de la supervisión y control son: la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), que lleva a cabo el control, vigilancia e inspección a las empresas que prestan servicios públicos domiciliarios, con el objetivo de mejorar la calidad de vida de los usuarios y resguardando los derechos que estos tienen (RedConsumidor, 2020); y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) que tiene funciones administrativas y jurisdiccionales, con la finalidad de resguardar la libre competencia y los derechos de los consumidores, entre otras (RedConsumidor, 2020).

El organismo encargado de la regulación es la Comisión de Regulación de Energía y Gas, una de sus funciones es regular los monopolios que ejerzan la prestación de servicios públicos de energía y gas. De esta manera, establece índices de la calidad del servicio que las empresas deben ofrecer a los usuarios y regula los ingresos máximos que esta puede recibir, con el fin de que estos servicios puedan adquirirlos la mayor cantidad de personas, a un precio accesible y con la respectiva retribución a las empresas, para que garantice la expansión del sistema, una mayor cobertura y calidad del servicio.

El encargado de administrar el mercado eléctrico es XM, y tiene la función de liquidar y administrar las cuentas, y se encarga de recibir los ingresos de la tarifa regulada de los operadores de red para posteriormente repartirla respecto a las inversiones reconocidas por el ente regulador.

**Actividades del sector eléctrico**

Al entrar en vigor las leyes 143 de 1994, se dio la separación de las actividades del sector eléctrico para prestar el servicio de energía eléctrica, a saber:

***Generación***

Consiste en la generación de energía eléctrica por medio de una energía primaria, convirtiendo la energía mecánica, potencial, cinética, solar, térmica, etc. en electricidad. La transformación de esta energía primaria se hace mediante centrales eléctricas, estas pueden ser termoeléctricas, termosolares, hidroeléctricas, parques eólicos, plantas nucleares, etc. Su construcción depende del tipo de energía primaria que se vaya a aprovechar (SENA, 2013).

En esta clasificación se puede encontrar las plantas menores, las cuales tienen una capacidad instalada inferior a 20MW y se encuentran conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) (Resolución CREG 086 , 1996). Todo generador que esté conectado al SIN, realizará transacciones de venta y compra de energía que generen o que requieran, y estará sujeto al Reglamento de Operación y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO), además, los generadores deben someter al despacho central coordinado con el Centro Nacional de Despacho, las unidades que generación existentes con una capacidad efectiva mayor a 20MW (CREG, 1994).

La matriz energética colombiana integra varios tipos de energía primaria, donde la hidráulica es la más usada (XM, 2019).



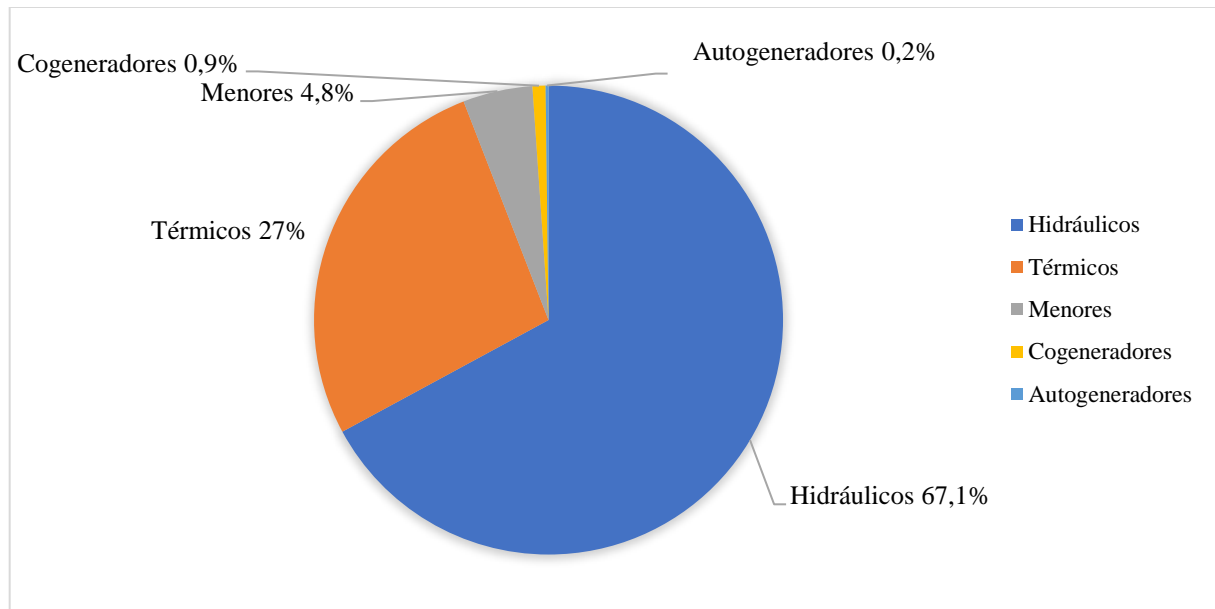


Figura 3. Matriz energética de Colombia.

La Figura 3 presenta que la participación de los sistemas hidráulicos tiene un 67,1% y 0,2% por los sistemas no convencionales de energía (solar, eólica, etc.). Mientras que la participación de las centrales térmicas es del 27%.

### ***Transmisión***

Con esta actividad se transporta la energía eléctrica generada en la fase de generación por medio de redes de alta tensión por el Sistema de Transmisión Nacional (STN) (CREG, 2014). Este sistema está compuesto por un conjunto de líneas y subestaciones con sus respectivos activos eléctricos que operan a una tensión mayor o igual a 220 kV.

Existen nueve empresas que realizan esta actividad y se les conoce como Transmisor Nacional, estas son (Andrade, 2019):

- ✓ Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P (CENS).
- ✓ Distasa S.A. E.S.P. (Distasa)
- ✓ Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA).
- ✓ Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. (EBSA).

- ✓ Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. (EPSA).
- ✓ Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. (EPM).
- ✓ Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. (EEB).
- ✓ Interconexiones Eléctricas S.A. E.S.P. (ISA).
- ✓ Transelca S.A. E.S.P. (Filial de ISA).

El STN consta de una longitud de 15265.98 km de líneas de transmisión (XM, 2018). Esta actividad es considerada un monopolio natural, donde ISA, cuenta con una participación de 77,18% en la propiedad del STN, *“consolidándose como el mayor transportador de energía del país y el único con cubrimiento nacional”* (ISA, 2020). Cabe resaltar qué, ISA nació de la necesidad de interconectar las redes del país con las centrales de generación de energía eléctrica, además, de realizar la expansión, administración y mantenimiento del sistema de transmisión (Andrade, 2019). El costo por el uso del STN es equivalente a los cargos regulados por el uso de sus redes expresados en \$/kWh, liquidados por la LAC al comercializador (Formula tarifaria , 2007).

### ***Distribución***

Estos son los encargados de transportar la energía eléctrica a los usuarios finales por medio de las redes y activos eléctricos que operan a tensiones inferiores a 220kV. Este cuenta con dos grandes sistemas, los cuales son; Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local. En la figura 4 se presenta la organización de los sistemas .

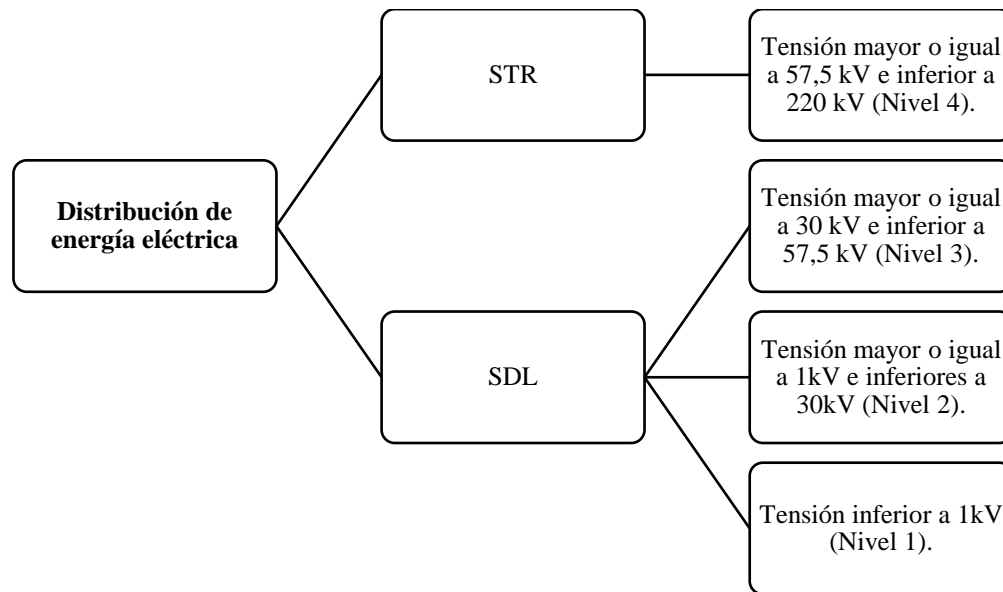


Figura 4. Niveles de tensión de la actividad de distribución de energía eléctrica

Fuente: (CREG, 2014).

Esta actividad es considerada como un monopolio natural. Por lo tanto, el estado se encarga de regularla para así evitar posición dominante por parte de la empresa y que esta establezca tarifas elevadas por encima de los costos mínimos; y de esta forma mejorar la prestación del servicio. La distribución de energía eléctrica se recauda por medio de cargos por uso de los activos eléctricos y varía dependiendo del nivel de tensión a la que se esté conectado (Melo & Espinosa, 2004).

Esta actividad se desarrolla a través del Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL). Los OR, en el caso de SDL, son libres de desarrollar proyectos de expansión, sin embargo, si la empresa no tiene la disposición de hacer dichos proyectos, estos pueden ser desarrollados por terceros mediante la libre iniciativa privada (Moreno, 2012). Mientras que, en el STR los proyectos se ejecutan por medio de procesos de selección. La resolución CREG 085 de 2002, resalta qué los Trasmisores Nacionales (TN), los Generadores, los Trasmisores Regionales (TR), los Distribuidores Locales (DL) y los

Comercializadores tienen que entregar a la UPME información de la planeación estándar y detallada e información de las ampliaciones que se requieran (CREG, 2002).

El costo por el uso del sistema de distribución corresponde a la sumatoria de los cargos regulados por el uso del STR y el SDL hasta el nivel de tensión donde se encuentre conectado el usuario. Este cargo es trasladado al comercializador por la LAC y el OR, correspondiente al mes y al nivel de tensión (Formula tarifaria , 2007).

Los índices SAIDI y SAIFI, en la Figura 1a, se observa 19 empresas que realizan la actividad de distribución de electricidad, de las cuales el 58% de estas se encuentra por debajo del promedio SAIDI nacional, siendo aproximadamente de 38 horas. Según este índice, en la Región Caribe donde se encuentra la empresa Electricaribe, es donde se presenta mayor interrupción del fluido eléctrico. En la Tabla 5 se puede observar los distintos departamentos clasificados por las horas de interrupción de fluido eléctrico.

Tabla 5.

*Nomenclatura de colores SAIDI.*

SAIDI (Horas)	Departamentos
Inferior a 20	Antioquia, Boyacá, Meta, Risaralda, Valle del Cauca y parte de Cauca.
Entre 21 y 50	Caldas, Santander, Norte de Santander, parte de Cauca.
Superior a 50	Nariño, Caquetá, Cundinamarca, Tolima, Chocó y la Región Caribe.

Diseño propio basado en (Superservicios , 2017).

La Figura 1b presenta a las empresas Enertolima y Electricaribe con el mayor índice. A diferencia del indicador SAIDI, en este caso, solo el 47% de las empresas está por debajo de este, siendo notable la diferencia de calidad del servicio entre las regiones del país.

### ***Comercialización***

Estos se encargan de la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista; y venderla a los usuarios regulados y no regulados. Según la Ley 143, esta actividad puede

realizarse simultáneamente, ya sea, con generación o distribución de energía eléctrica (Ley 143, 1994).

### **Marco Tarifario**

La CREG, tiene la función de reglamentar ciertas normas y objetivos que las empresas deben seguir con el fin de garantizar la calidad de la prestación del servicio público de energía eléctrica en el mercado. Dicho mercado, está dividido entre usuarios regulados y no regulados.

Los usuarios regulados son aquellos cuya tarifa de compra de energía eléctrica es determinada por la CREG (XM, 2020). Este mercado se puede encontrar a la mayoría de los usuarios del país (Celsia, 2018). Ahora bien, mediante la Resolución CREG No. 119 de 2007, se establece la formula tarifaria que permite a los comercializadores determinar los costos por la prestación del servicio a los usuarios regulados (CREG, 2007), donde implementan la siguiente ecuación:

$$CU_v = G + T + D + C_v + PR + R \quad (1)$$

- $CU_v$ , componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh).
- $G$ , componente de generación, costo de compra de energía en el mercado (\$/kWh).
- $T$ , costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh).
- $D$ , costo por uso del Sistema de Distribución (\$/kWh).
- $C_v$ , costo de margen de comercialización, incluye los costos variables de la actividad de comercialización (\$/kWh).
- $PR$ , costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh)..
- $R$ , costo de restricciones y servicios asociados con generación (\$/kWh).

Por otra parte, los usuarios no regulados son aquellos que tienen un consumo mayor a 0,1 MW o en criterios de energía de 55Mwh-mes en promedio durante los últimos seis meses. Estos pueden negociar la tarifa de suministro eléctrico con cualquier comercializador (EPM, 2020).

### Marco regulatorio de otros países

La estructura y/o la organización del sector eléctrico varían en cada país, dependiendo de las leyes regulatorias que este establezca para cada una de las actividades de este sector. Por lo regular, cuentan con entidades encargadas de la planeación, operación y regulación; estos pueden ser centralizadas o descentralizadas. En esta sección, se puede encontrar las características más importantes del sector eléctrico de algunos países.

#### *Argentina*

La matriz energética de Argentina está compuesta por 4 fuentes principales, en la Figura 5, se puede observar qué en este país predomina el uso de combustible fósil para la generación de energía eléctrica; con una participación del 65,8%.

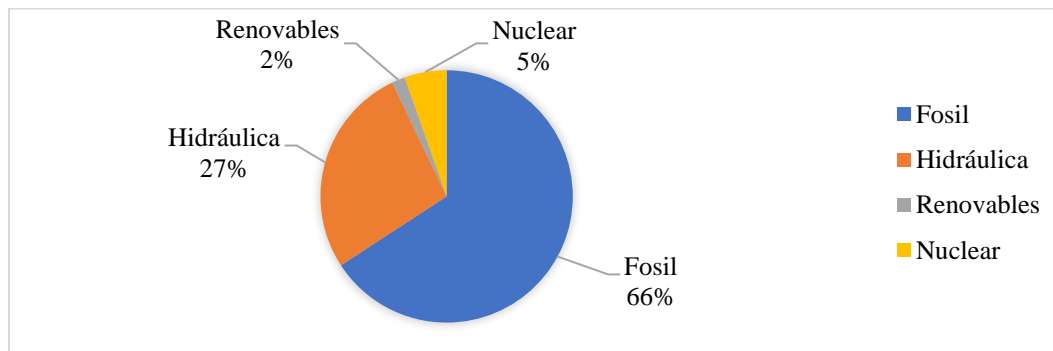


Figura 5. Generación neta del Mercado de Energía Mayorista

Fuente: (Ministerio de Energía y Minería, 2019).

La Ley 15.336 de 1960 “*Ley de energía eléctrica*”; determinó los lineamientos tanto para la organización institucional del sector eléctrico, como también, los sistemas de este; clasificándolos en Generación, Transporte, Distribución. De manera que estos sistemas quedaron sujetos a esta ley, reglamentándolo en la industria eléctrica. Con respecto a la distribución; según

el Artículo 3 de esta Ley “*denominase servicio público de electricidad la distribución regular y continua de energía eléctrica para atender las necesidades indispensables y generales de electricidad de los usuarios de una colectividad o grupo social determinado de acuerdo con las regulaciones pertinentes*” (Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, 1960).

Por medio de la Ley 24.065 de 1992 “*Marco regulatorio eléctrico*”; fue el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), promovió la separación vertical de las actividades del sector eléctrico, la competitividad e incentivó la inversión privada, regula las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica; para así, garantizar tarifas razonables y estimular mediante métodos tarifarios el uso eficiente, el abastecimiento, transporte y distribución de la energía eléctrica (Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, 1992).

Para la actividad de generación de energía eléctrica, instauraron la libre competencia. Teniendo en cuenta que la transmisión y la distribución de electricidad son monopolios naturales, establecieron Contratos de Concesiones, regidos por una regulación de incentivos y resultados (Ministerio de Energía y Minería ). Mediante el MEM, efectúan las transacciones de grandes bloques de energía; con precios transparentes proporcionales al coste de producción. La Secretaría de Energía, a través de resoluciones, determinan normas para la compra y venta de energía, asimismo, establecen precios horarios (Vargas Ramírez, 2009). El organismo encargado de regular las actividades del sector y de vigilar que las empresas cumplan con las normas y con el Contrato de Concesión, es el Ente Nacional Regulador de la Electricidad. En la tabla 6 se presenta la estructura institucional.

Tabla 6.

*Estructura institucional del sector eléctrico de Argentina.*

Entidad	Cargo
Operación y administración del Mercado eléctrico	Secretaría de Energía – (ENER). ENRE.
Vigilancia y Regulación	CAMMESA.

Estructura institucional del sector eléctrico argentino (Vargas Ramírez, 2009) .

Para las transacciones económicas que se realizan por medio del Sistema Interconectado Nacional, la operación del despacho de energía y la determinación de precios, se encarga la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A – (CAMMESA).

En Argentina, se implementa la metodología de Precio Máximo para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica. Determinan los precios máximos que deberá cobrar la empresa suponiendo que lo presta de manera eficiente en su zona de concesión. Cabe resaltar que las distribuidoras del interior del país se rigen por las normas establecidas por los organismos provinciales competentes de cada jurisdicción (Klitenik, Mira, & Moldovan, 2009).

Según la Ley 24.065 de 1992, Artículo 40 hasta el 49, las tarifas se definen en dos métodos. El primero se define como Valor Agregado de Distribución – (VAD); este representa la sumatoria de los requisitos financieros anuales que la empresa necesita para poder proporcionar el servicio, considera el mantenimiento y operación de las redes, el retorno y la rentabilidad de las inversiones. Según la ley, el VAD debe ser revisado quinquenal.

Durante los periodos tarifarios, la tarifa eléctrica cambia debido a que el coste de adquisición de energía varía, como también la generación, transmisión y potencia (Mouso, Lopez Meyer, & Alsúa). El segundo incorpora el precio de compra de la energía eléctrica en el MEM, incluyendo tanto la energía comprada a los generadores, como la tarifa por el transporte de esta.

*“Mediante el mecanismo de pass-through, los distribuidores pasan directamente a los usuarios*



*finales los costos de compra de energía y potencia del mercado mayorista, sin incluir ningún margen de ganancia.” (Mouso, Lopez Meyer, & Alsúa).*

### Canadá

Canadá, cuenta con dos niveles de gobierno: provincial y federal. La jurisdicción está repartida entre estos gobiernos y cada uno tiene funciones específicas en la implementación de las políticas energéticas y climáticas. *“Esta distribución de jurisdicciones es el resultado de los Actos de la constitución de 1867 y 1982”* (Fertel, Bahn, Vaillancourt, & Waaub, 2013). La Figura 6 presenta la capacidad de generación de energía eléctrica por cada sistema en Canadá, donde hay una mayor participación en las hidroeléctricas.

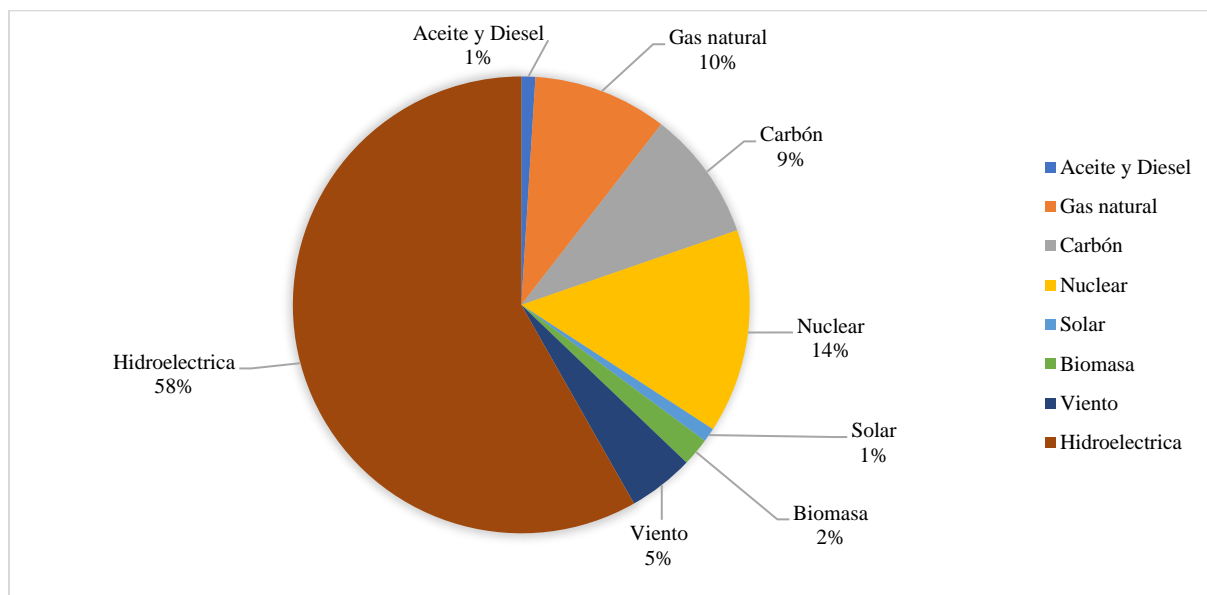


Figura 6. Matriz energética de Canadá

Fuente: (National Energy Board, 2019)

La tabla 7 presenta las obligaciones del gobierno provincial y el federal entorno al sector energía; según lo estipulado por la Constitución de Canadá, las provincias tienen el control de la generación de energía eléctrica, transmisión eléctrica intraprovincial, distribución de electricidad, la tarifa en el mercado minorista y mayorista; y la estructura del mercado dentro de sus fronteras.

Y el provincial, tiene cierto control del sector de generación nuclear, exportaciones de energía eléctrica y transmisión interprovincial (Christian, Shipley, & Lundell LLP, 2017).

Tabla 7.

*Administración de recursos provinciales y federales.*

Gobiernos provinciales	Gobierno federal
Desarrollo y gestión de recursos dentro de las fronteras provinciales.	Gestión de recursos en tierras fronterizas no acordadas.
Propiedad y derechos civiles dentro de la provincia, es decir, medio ambiente, salud, seguridad, uso de la tierra, protección del consumidor, etc.	Uranio / energía nuclear
Reglamento y marco legislativo para la electricidad y el gas natural, incluida en muchos casos la propiedad de las corporaciones Crown que participan en estas actividades	Comercio interprovincial / internacional y comercio
La obtención de una renta económica adecuada como propietario de recursos de los derechos minerales de Crown y las fuerzas hidráulicas	Obras y emprendimientos interprovinciales.
La obtención de una renta económica adecuada como propietario de recursos de los derechos minerales de Crown y las fuerzas hidráulicas	Impactos ambientales transfronterizos
Políticas de interés provincial, como el desarrollo económico y la ciencia y tecnología energética; y Comercio interprovincial (excluyendo energía).	Políticas de interés nacional (desarrollo económico, seguridad energética, I + D de energía federal)

Datos obtenidos de (Fertel, Bahn, Vaillancourt, & Waaub, 2013).

El mercado eléctrico y la regulación en este país cambia según la provincia, algunos mercados están compuestos por una integración vertical y están reguladas en relación con sus operaciones como empresas de servicios públicos, con el compromiso de prestar un buen servicio sobre la base del costo del servicio. En comparación con otras en donde su mercado eléctrico está enfocado en la competencia, integrado por un mercado mayorista y minorista, regulado por medio del mecanismo del costo del servicio en las actividades de distribución y transmisión eléctrica (Christian, Shipley, & Lundell LLP, 2017).

Cada provincia consta de un ministerio que tiene en cuenta aspectos del sector eléctrico y los recursos naturales. Algunos de los reguladores principales son:

National Energy Board (NEB), este ente tiene la función de regular la energía y seguridad. Vigila la seguridad en el tiempo que se ejecuta un proyecto; desde su aprobación, construcción, operación y abandono. También, supervisa la demanda, generación, suministro de energía eléctrica y el desarrollo y comercio que controla el gobierno federal (NEB, 2018).

Natural Resources Canada (NRCan), esta agencia federal es la líder en el marco de las políticas energéticas. Tiene la función de mejorar el desarrollo y el uso eficiente de los recursos naturales (NRCan, 2018).

Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC), este ente regula el uso de la energía nuclear, la seguridad en las instalaciones de investigación y en las plantas nucleares (CNSC, 2018).

Ontario Energy Board (OEB), este es un ente provincial y se encarga de regular el sector eléctrico en la provincia más grande de Canadá, todos los agentes en el mercado de electricidad (operadores de red, generadores, transmisores, distribuidores, mayoristas y minoristas) y regula la distribución de gas natural (OEB, 2018).

Alberta Utilities Commission (AUC), esta entidad se encarga de regular los servicios públicos de energía eléctrica, gas y agua de Alberta, y algunos servicios públicos municipales. Regula las rutas, peajes y tarifas de transmisión y distribución de energía eléctrica (AUC, 2019).

Y por medio del Consejo de Ministros de Energía o sus siglas en ingles Council of Energy Ministers (CEM), dialogan y plantean las oportunidades y desafíos en el sector; coordinando así, los gobiernos federal y provincial (Fertel, Bahn, Vaillancourt, & Waaub, 2013).

El precio por el uso de las redes en la actividad de distribución está regulado por los entes provinciales. Esta actividad es regulada por medio del mecanismo del costo del servicio, incluyendo en las provincias con estructuras de mercado desreguladas (Christian, Shipley, &

Lundell LLP, 2017). En algunas provincias, los clientes pueden negociar los precios fijos a largo plazo con proveedores que no sean de servicios públicos.

Tomando como ejemplo la Provincia de Alberta, Según la Ley de Servicios Públicos Capítulo E-5.1 parte 7 sección 103 “*Regulated rate tariff*”, determina ciertas obligaciones que tiene el propietario de un sistema de distribución para establecer la tarifa de esta actividad y dice que “*Cada propietario de un sistema de distribución eléctrica debe preparar una tarifa con el fin de recuperar los costos prudentes de proporcionar servicios de electricidad a los clientes elegibles.*” Y el propietario debe solicitar la aprobación de su tarifa a la Comisión, no obstante, se aplican varias condiciones dependiendo de la afiliación del cliente (Alberta Queen’s Printer , 2018).

### Chile

El mercado eléctrico en Chile se clasifica por las actividades de; generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Estas actividades son desarrolladas por empresas privadas y el estado ejerce las funciones de vigilancia, regulación y planificación indicativa de inversiones en las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica.

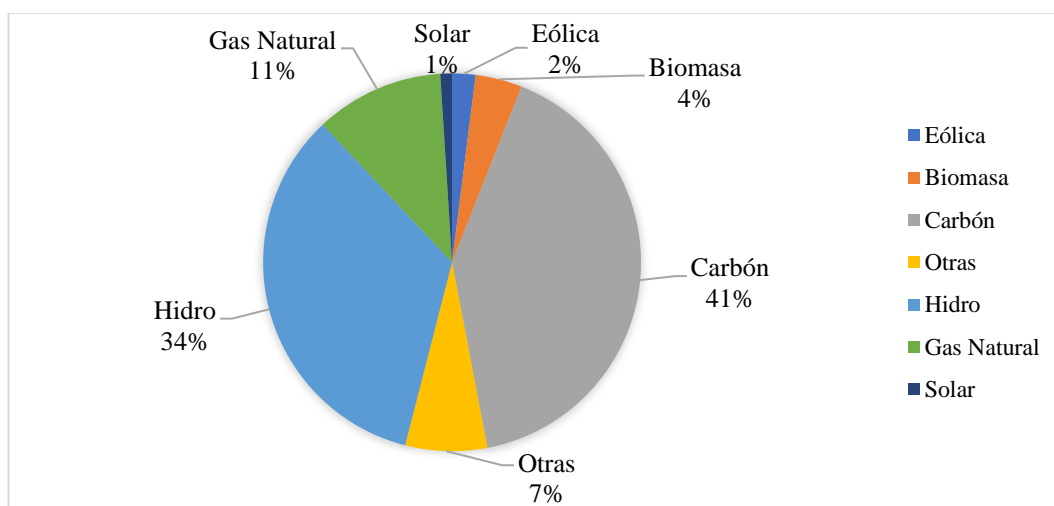


Figura 7. Matriz energética de Chile

Fuente: (Equipo Research - MPS, 2018).

La figura 7 muestra que el carbón tiene mayor participación para la generación de energía eléctrica, seguido de la generación hídrica. Los elementos del sistema de distribución de Chile deben operar a una tensión nominal igual o superior a 23kV y se desarrolla bajo la modalidad de concesiones.

Las tarifas a los usuarios con un consumo inferior a 2000 kW dentro de la concesión del OR, son fijadas por el regulador, sin embargo, pueden pactar libremente la tarifa con los usuarios que tengan un consumo superior a este. Los entes reguladores de Chile son:

Ministerio de Energía (ME), este ente tiene la función de promover la eficiencia energética, crear políticas, normas y planes para el desarrollo del sector eléctrico. Determina las tarifas a los usuarios regulados y concede concesiones eléctricas a las empresas, etc. (Equipo Research - MPS, 2018).

Ministerio de Medio Ambiente Energía (MMAE), este ejerce funciones de diseño y aplicaciones políticas, planes enfocados a lo ambiental, protección y conservación del ambiente, la biodiversidad y sus recursos naturales (renovables e hídricos) (Equipo Research - MPS, 2018).

Comisión Nacional de Energía (CNE), este ente tiene la función de realizar un análisis de precios, tarifas y normas técnicas a las que deben regirse las empresas del sector eléctrico, calcular tarifas por medio de los informes técnicos de fijación de precio nudo y vigilar y proyectar el funcionamiento actual y futuro del sector (Comisión Nacional de Energía, 2018)

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), esta entidad vigila el cumplimiento de las leyes y normas respecto a la generación, producción, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y energía eléctrica. Y que el servicio sea prestado de manera segura y de calidad (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2018).

Panel de Expertos, este organismo fue fundado por medio de la Ley N°19.940 de 2004. Con la función de manifestarse cuando existan discrepancias y/o conflictos que se presenten en la legislación eléctrica (Panel de Expertos, 2018).

Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), encargado de velar por la coordinación en la operación de las instalaciones eléctricas de las concesiones de generación, transmisión y distribución que operan en los diferentes sistemas interconectados. Tiene como función mantener la seguridad del servicio eléctrico en el sistema, garantizar la seguridad y eficiencia en el sistema eléctrico. También de comunicar el precio del peaje que deben pagar las empresas conectadas en los nodos del sistema (Centro de Despacho Económico de Carga, 2018).

La metodología implementada para el cargo por el uso de la red de distribución es la de Precio Máximo y el de Competencia Referencial (Costa & Caballos, 2016). La tarifa por el uso del sistema de distribución de energía eléctrica que pueden cobrar las empresas distribuidoras a los usuarios situados en su zona; está determinado por la siguiente expresión (para clientes con capacidad de inferior a 2000kW):

$$\text{Tarifa regulada} = \text{Precio Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución}$$

Donde:

Precio Nudo: este precio es determinado por el regulador en el punto de interconexión del sistema de transmisión con el de distribución y corresponde al precio aplicado a la compra de energía eléctrica para los usuarios regulados (Comisión Nacional de Energía, 2018) (Equipo Research - MPS, 2018).

Valor Agregado de Distribución: este precio es establecido cada cuatro años por el Ministerio de Energía. Corresponde un costo promedio que integra los costos de inversión y funcionamiento de una empresa de referencia operando en el país, de manera eficiente respecto a

las inversiones y gestión. Cabe resaltar que, hay diferentes tarifas dependiendo del tipo de consumo del usuario, estas son elegidas por el cliente con una vigencia de 1 año (el cliente después de este tiempo, puede renovarla o cambiarla según sus intereses) (Ministerio de Energía, 2017).

### El Salvador

En la Figura 8 se observa que la principal fuente de generación de energía eléctrica en El Salvador son los derivados del petróleo, seguido de la generación hidráulica.

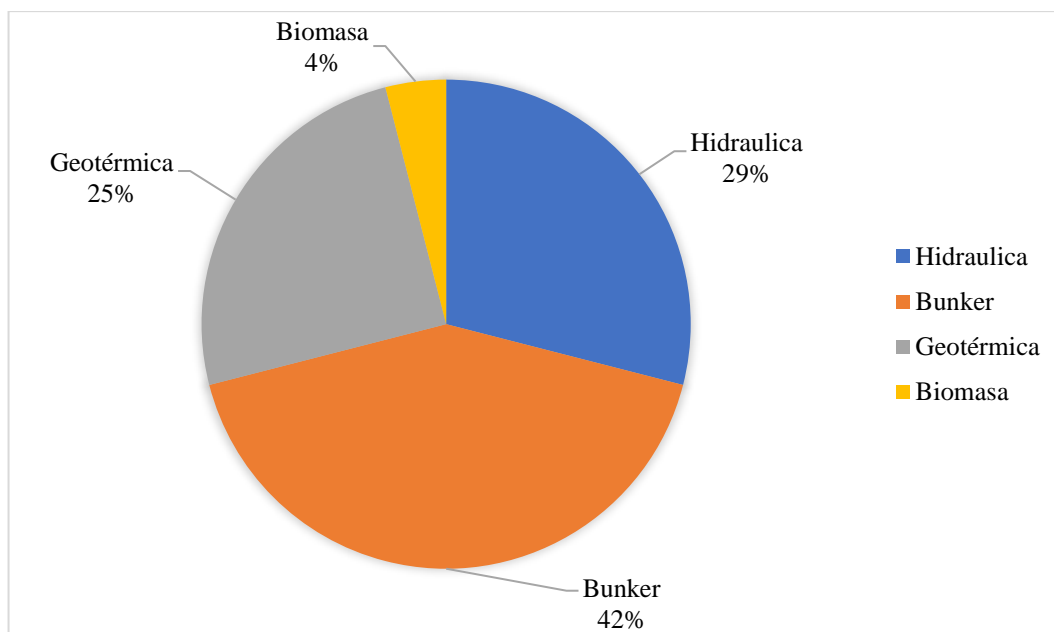


Figura 8. Matriz energética El Salvador

Fuente: (ECPA, 2018).

Por medio de la Ley General de Electricidad (LGE), se dio el proceso de reestructuración del sector eléctrico, empezó el mercado de la libre competencia en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, incentivando la inversión de capital privado y minimizando la participación del estado en el sector. También dio la creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) ente regulador del sector eléctrico (Corte Suprema de Justicia de El Salvador, 1996). Según el artículo 8 de la LGE, las

empresas pueden realizar simultáneamente otra actividad del sector eléctrico, no obstante, tiene que establecer sistemas de contabilidad independientes para cada una de estas actividades.

La prestación del servicio de distribución eléctrica es realizada en el sistema de baja tensión (inferior a 115 kV). Para ejercer esta actividad, deben tener autorización administrativa y previa inscripción por parte del OR al registro de la SIGET, y renovarla anualmente.

Las empresas distribuidoras de electricidad que ejecuten la actividad de comercialización deben someterse a pliegos tarifarios compuesto por cargos de distribución, cargos de energía y cargos de comercialización. Además, según el artículo 9 de la LGE, establece que *“Los precios por los servicios y suministros de energía eléctrica no contemplados (...), serán fijados entre las partes con base a sus costos reales previa negociación entre la distribuidora y el usuario final”*.

La metodología que es implementada para la remuneración de la actividad de distribución eléctrica es precio máximo y costo del servicio, con un enfoque VNR para los activos eléctricos y una tasa del costo de capital de 10% fijada por la ley (Costa & Caballos, 2016). Para el reconocimiento de los cargos por el uso de las redes se obtiene dividiendo el costo total de la inversión, operación y mantenimiento del sistema entre el consumo de los usuarios. El coste de la actividad se calcula para cada una de las empresas considerando el año base de estudio (año anterior). Respecto a los cargos de distribución, separados por nivel de tensión, se calculan por medio de las siguientes ecuaciones:

$$CDistr_{MT} = \frac{(CCA_{MT} + CTOM_{MT})}{CCT_{BT} + CCT_{MT}} \quad (4)$$

$$CDistr_{BT} = \frac{(CCA_{BT} + CTOM_{BT})}{CCT_{BT}} \quad (5)$$

Donde:



Cdistr: Cargo de distribución

CCA: Costo anual de capital

CTOM: Costo total de operación y mantenimiento

CCT: Capacidad total de transferencia

### Cálculo de la tasa de retorno

Para calcular la tasa de retorno, la CREG determinó el modelo Weighted Average Cost of Capital (WACC) o sus siglas en español Costo Promedio Ponderado del Capital (CPPC). Esta tasa representa el coste promedio de los activos que proceden de fuentes de financiamiento tanto propias de la empresa como ajenas a esta (Colegio de Contadores Públicos de México , 2014). Con el objetivo de valorar toda la estructura de capital de la empresa y compensar los costos de oportunidad (Pratt, 2002). En la figura 9 se presentan los criterios que integran el WACC.

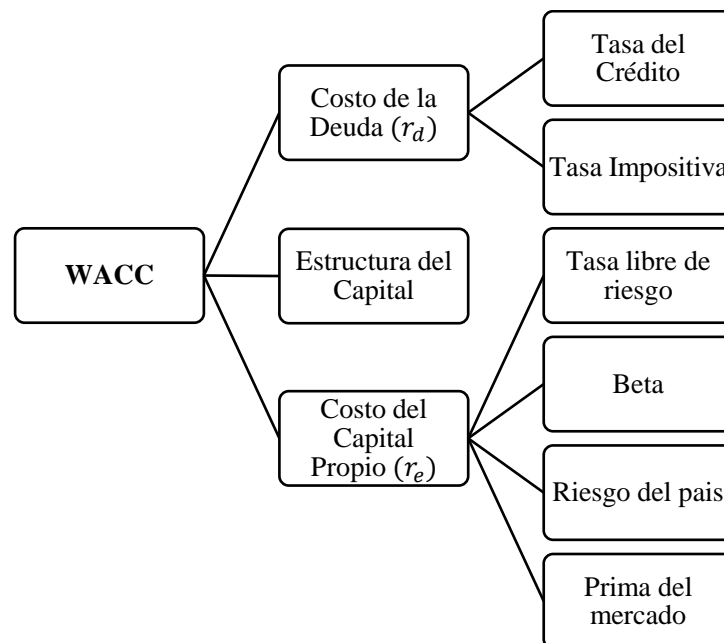


Figura 9. Estructura del WACC.

Tomado de: (CREG, 2001).

El WACC depende de las condiciones en las que este el mercado y se debe tener en cuenta las tasas de interés, de inflación, tasas impositivas, etc. Que pueden afectar en el cálculo (Valderrama Alvarado, 2010).

Cabe resaltar qué, la tasa de retorno se calcula antes de impuestos, con el fin de no intervenir en los sistemas contables de las empresas de distribución de energía eléctrica (CREG, 2008). Para el cálculo del WACC se implementa la siguiente ecuación:

$$WACC_{a.i} = w_d r_d + w_e r_e / (1 - \tau) \quad (2)$$

Donde:

$WACC_{a.i}$ : tasa de retorno antes de impuestos.

$w_d$ : participación de la deuda.

$r_d$ : costo de la deuda.

$w_e$ : participación del capital propio.

$r_e$ : costo del capital propio (equity).

$\tau$ : tasa de impuesto.

Respecto a la participación de la deuda y del capital propio, la CREG establece una estructura deuda/capital propio para la actividad de distribución de energía eléctrica de 40/60, en otras palabras  $w_d$ :0,4 y  $w_e$ :0,6 (CREG, 2008). En cuanto a el costo de la deuda, hace referencia a la tasa media de crédito de las empresas. *“La cual depende de la valoración particular de la solvencia del tomador del crédito y del riesgo de su flujo de ingresos”* (CREG, 2008).

Con base en la información del documento CREG No. 067 de 2008, en la Tabla 8, se presentan las variables que tienen en cuenta para realizar el cálculo de la tasa de retorno.

Tabla 8.

*Variables y fuentes de información.*

Variable	Descripción	Fuente	Periodo
$w_d/w_e$	Deuda/Capital	Estados financieros SUI	2001 – 2007
$r_d$	Costo de la deuda	Superfinanciera Banco de la republica	5 años
$r_f$	Tasa libre de riesgo	Reserva Federal de Estados Unidos Bonos de 20 años	60 meses
$\beta$	Riesgo del negocio	Morningstar (Ibbotson)	Junio/07 a Marzo/08
$\beta$ ajustado	Adición por mecanismo de remuneración	Alexander , Mayer, & Weeds, Regulatory structure and risk: An international Comparison	-
$r_m - r_f$	Prima riesgo del mercado	Morningstar (Ibbotson), Reserva Federal de Estados Unidos y cálculos CREG	Desde 1926
$r_p$	Riesgo del país	J.P. Morgan EMBI Plus Colombia.	60 meses

Información tomada de (CREG, 2008).

### Capital Asset Pricing Model (CAPM)

El modelo determinado para calcular el costo del capital propio es Capital Asset Pricing Model (CAPM) o sus siglas en español Modelo de Valoración de Activos de Capital, este establece una relación entre el riesgo sistemático con los rendimientos esperados (Hur & Chung, 2017) y se expresa por la ecuación 3. Este riesgo no diversificable o riesgo del mercado, asociado a una empresa, es representado por la variable beta ( $\beta$ ), esta tiene en cuenta el riesgo empresarial y el riesgo financiero; y mide el máximo rendimiento de una inversión frente al mercado (Alexander , Mayer, & Weeds, 1996). Ya que, en el mercado colombiano no existen mediciones de este factor, se debe acudir a fuentes externas (CREG, 2008). La CREG, toma como referencia los valores suministrados por Morningstar, estos hacen énfasis en empresas de Estados Unidos. No obstante, para la aplicación en Colombia, se debe tener en cuenta el tipo de metodología de remuneración y los riesgos adicionales que deben asumir los agentes.

$$r_e = r_f + \beta (r_m - r_f) + r_p \quad (3)$$

Donde:

$r_f$ : tasa libre de riesgo.

$\beta (r_m - r_f)$ : prima por riesgo del negocio.

$r_p$ : prima por riesgo del país.

En cuanto a la prima por riesgo del país, se determinar mediante los spreads de los bonos de deuda soberana colombiana respecto a los del tesoro americano (CREG, 2008). Para determinar este valor se debe tener los Spread de cada bono emitido por Colombia y también teniendo en cuenta el índice calculado por J.P. Morgan para los bonos de los países con mercados emergentes (CREG, 2008).

### **Esquemas regulatorios para remunerar inversiones**

Los entes reguladores, aplican diferentes métodos económicos y mecanismos de regulación que constan de criterios diferentes para establecer las restricciones a los precios, ingresos, compensaciones o beneficios de las empresas reguladas. Existen diversas metodologías para remunerar el capital invertido, el regulador tiene la función de determinar cuál de estos se implementará en el periodo tarifario, siguiendo los lineamientos que determina la Ley para promover costos e inversiones eficientes y evitar que la empresa obtenga beneficios extraordinarios a costa de los usuarios (CREG, 2014). Con base en lo anterior, se tiene en cuenta los mecanismos más importantes del enfoque prescriptivo, estos son:

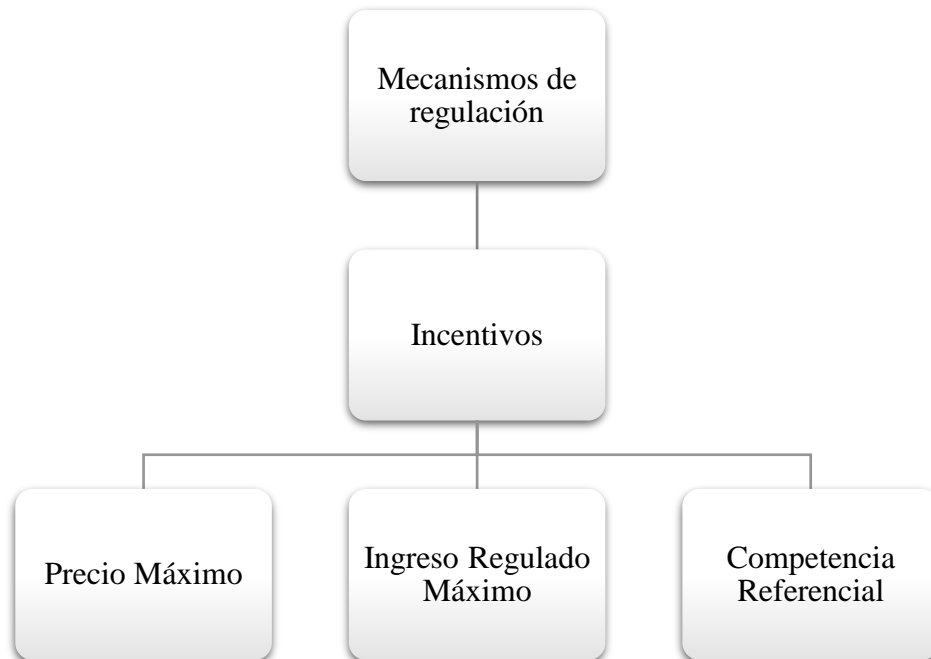


Figura 10. Mecanismos de regulación.

Tomado de: (CREG, 2014).

### **Precio Máximo**

Este mecanismo implementa el modelo de remuneración enfocado a los incentivos y consiste en que el regulador fija un tope para los precios que puede cobrar la empresa al usuario y se ajusta anualmente con respecto a la tasa de inflación sin tener en cuenta las variaciones de ganancia de la empresa (Cowan, 2002). Es decir, si los costos de la empresa aumentan, sus ganancias disminuirán ya que no puede aumentar el precio del servicio para compensarlo hasta que se cumpla el periodo de tiempo determinado para la revisión (Alexander & Irwin, 1996). Las empresas reguladas con este método tienen el incentivo de disminuir sus costos ya que de esta manera pueden obtener mayores ganancias.

En la aplicación, este método requiere revisiones habituales de la tarifa para verificar y/o corregir desequilibrios, con la finalidad de que los usuarios reciban mayores beneficios con respecto a la eficiencia (Alexander, Mayer, & Weeds, 1996).

**Ingreso Regulado Máximo**

Este método establece un límite de los ingresos totales que puede obtener la empresa. Este es un modelo de remuneración enfocado en incentivos que utiliza las recompensas y sanciones para estimular a la empresa a prestar un mejor servicio sin tener en cuenta el riesgo de demanda, ya que, los ingresos dependen de las inversiones de la infraestructura que ejecute la empresa (Vargas Navarro, 2016). El regulador puede ajustar el límite de ingresos en un periodo de tiempo determinado, teniendo en cuenta la inflación y un factor de eficiencia (Khalfallah, 2014).

Cabe resaltar qué, los inversores desean aumentar sus ganancias y disminuir el riesgo que están expuestos. Sin embargo, deben de tener en cuenta el grado de riesgo del mercado al que puede estar expuesta una empresa regulada considerando el impacto que genera los mecanismos regulatorios (Alexander , Mayer, & Weeds, 1996). Con respecto a los riesgos, deben considerar el riesgo idiosincrático o riesgo propio de la empresa y el riesgo sistémico o riesgo del mercado, siendo este último; según la teoría del CAPM, el más relevante para la valoración de activos, ya que el primero se puede mitigar por medio de la diversificación de la cartera (T. L, Wang, & R. Webb, 2007). Es por eso, que, a mayor nivel de riesgo en el mercado, los inversionistas exigen un mayor rendimiento en compensación, aumentando el costo del capital (Alexander , Mayer, & Weeds, 1996), la cual, es representado por la variable beta.

En las metodologías de precio e ingreso máximo existe tanto incentivos para estimular a la empresa a ser más eficiente, como un mayor riesgo en el mercado. No obstante, las empresas reguladas con enfoques de incentivos altos tienen un mayor costo de oportunidad del capital (CREG, 2001).

**Competencia Referencial**

Esta metodología permite comparar el desempeño de la empresa respecto a otras similares en el mercado. Esto ayuda a mejorar la eficiencia del servicio, ya que, por los costos medios reportados por las empresas, el regulador determina uno como referencia y las empresas que estén por encima de ese promedio, recibirá un mayor beneficio económico por ser más eficiente, para el caso contrario, la empresa que este por debajo de la media, no recibirá beneficio alguno (Vargas Navarro, 2016). Esto también incentiva a que las empresas implementen nueva tecnología, mejorando así la calidad del servicio (Sobel).

**Capítulo II****Análisis de las resoluciones y formulas tarifarias**

En este capítulo, se realizó el análisis acerca de la Resolución CREG No. 097 de 2008 (anterior) y la Resolución CREG No. 015 de 2018 (vigente) emitidas por la CREG para retribuir la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia. Además, se expusieron las fórmulas para remunerar la actividad de distribución eléctrica.

**Resolución CREG No. 097 de 2008**

Esta resolución trata acerca de la metodología para establecer los cargos por el uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. Para el STR, la metodología de remuneración para el STR fue de ingreso regulado y aplicaban una tasa de retorno de 13%, por otro lado, para el SDL, implementaban el esquema de precio máximo y una tasa de retorno de 13,9%. Para el reconocimiento de los activos implementaban el enfoque VNR, es decir, los activos eran considerados como nuevos en el periodo tarifario, la vida útil de las unidades constructivas fue determinada entre 30 y 40 años y de 10 años para los centros de control.

Además, Para los niveles de tensión 4, 3, y 2, realizaban un inventario de los activos aprobado a un monto reconocido. Con base en lo anterior, calculaban la anualidad de cada activo con las fórmulas planteadas en la resolución.

La calidad del servicio, determinaron el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD), el cual, tiene como valor de referencia el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral de la Discontinuidad por transformador (ITT), el cual, tiene como referencia el promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRGP), estos tienen como objetivo medir las interrupciones a nivel de transformador de distribución (Superservicios , 2017). La duración de la interrupción del fluido eléctrico en el sistema de un OR que excediera los límites establecidos era penalizada mediante un esquema de compensaciones, el cual, era descontado de los ingresos del OR.

Para el costo de los activos no eléctricos, el porcentaje reconocido era de 4,1% de la base reguladora de activos eléctricos. Las servidumbres, era reconocida el 6,9% del avalúo catastral de las áreas reconocidas. Este monto correspondía al costo implícito de la deuda en el costo de capital. Los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, estaba determinado como el porcentaje del costo de reposición total, este oscilaba entre un 2,1% y 5,2%.

Si un OR presentaba un proyecto a la UPME, este debe estar acompañado con un estudio económico y su viabilidad. Si cumplía con las directrices de expansión, lo incluían en el inventario a remunerar. Por el contrario, si la UPME identifica un proyecto, este le informa al OR para que le sea adjudicado. No obstante, si este no lo desea elaborar, puede entrar en proceso de licitación, y será ejecutado por el que ofrezca la mejor oferta.

La CREG, estableció que el 10% de la BRA, será calculada teniendo en cuenta las fórmulas de la Resolución CREG No. 097 de 2008 y el 90%, con la metodología de la resolución



CREG No. 082 de 2008, en esta última el porcentaje de la tasa de retorno para el STR era de 14,06% y para el SDL de 16,06% (Vargas Navarro, 2016).

Para el SDL, eran aprobados los cargos máximos por unidad de energía transportada, la cual, era el resultado de la suma del costo anual equivalente de activos eléctricos y no eléctricos y de los gastos de AOM anuales, esto dividido entre la energía útil en cada nivel de tensión.

Para la remuneración de activos de terceros, el comercializador debe descontarle de la tarifa cobrada al propietario del activo, el cargo del OR asociado con la inversión.

Para las pérdidas técnicas en el STR, eran estimadas con modelos de simulación en los niveles de tensión 2, 3 y 4, dando como resultado el porcentaje reconocido de las pérdidas de energía respecto a aspectos técnicos. Cabe resaltar que estas simulaciones debían ser con base en información detallada (características de los activos del nivel de tensión y demanda horaria) Este análisis fue realizado por XM con un software especializado. Teniendo en cuenta lo anterior, Para el nivel de tensión 4, estimaron el porcentaje de 0,708% las pérdidas en las líneas y para las bahías de conexión al STN en un 0,223%.

Por otro lado, para el nivel de 3, oscila entre 0,98% y 3,47%, asimismo, en el nivel de tensión 2, entre 0,51 y 2,96%. Cabe resaltar que, si no contaban con información base, reconocían un porcentaje de 0,5% inferior al menor índice de pérdidas técnicas calculado para otros OR. Por último, en el nivel de tensión 1, las pérdidas reconocidas estaban determinadas como la suma de los índices de pérdidas técnicas y no técnicas, abarcando entre 7,33% y 10,99% respectivamente.

El transporte de energía reactiva inductiva en el sistema de un OR, en caso tal que la energía reactiva consumida por un usuario sea mayor al 50% de la energía activa entregada en un periodo horario, será cobrada como energía activa. Para el SDL, el precio del transporte es

recaudado por el comercializador teniendo en cuenta los cargos máximos del OR, en el STR, el exceso de el consumo de la energía reactiva inductiva será cobrada por el comercializador y entregada al OR con base en el cargo por uso de este sistema.

Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores (MUNTS), es cuando un usuario final se conecta a un nivel de tensión superior al que se encontraba. Este podrá conectarse a un mayor de nivel de tensión, no obstante, debe justificar de forma técnica esta necesidad y autorización de parte del OR a las redes. Por otro lado, si el usuario desea seguir conectado a ese mismo nodo, debe suscribirse a un contrato de disponibilidad de capacidad de respaldo de la red, por medio del comercializador.

Por consiguiente, se muestra las fórmulas planteadas en la resolución remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica.

Para establecer el Costo Anual para remunerar la inversión en el Sistema de Transmisión Regional, se implementa la siguiente ecuación.

$$CA_j = CAI_j + AOM_j + CAT_j + CAANE_j \quad (6)$$

Donde:

CA: Costo anual por uso de los activos.

CAI: Costo anual para remunerar la inversión de los activos.

AOM: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento.

CAT: Costo anual de Terrenos.

CAANE: Costo Anual equivalente de los activos no eléctricos.

Para la variable CAI, se implementa la siguiente ecuación:

$$CAI_j = CAIR_j * 0,9 + CAAE_j + 0,1 + NCAAE \quad (7)$$

Donde:

CAIR<sub>J</sub>:Costo anual de Referencia a partir del cual se calcula el costo anual.

CAAE: Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso.

NCAAE: Costo Anual Equivalente a los Nuevos Activos de Uso.

La CREG implementó los índices de calidad ITAD e IRAD, relacionándolo con el porcentaje de AOM reconocido. Este valor es variable y depende de la calidad del servicio de energía eléctrica que preste el OR.

Para establecer el costo del AOM, se implementa la siguiente ecuación:

$$AOM=PAOMR*CRI \text{ (8)}$$

Donde:

PAOMR: Porcentaje reconocido al OR.

CRI:Costo de Reposición de Inversión del OR.

Para el costo anual de terrenos:

$$CAT=R*\sum AT*PU*(1-RPP)*VCT \text{ (9)}$$

CAT: Costo Anual de Terrenos para el OR.

R:6,9% reconocido anualmente.

AT: Area Típica Reconocida a la UC.

PU: Fracción de Costo de la UC.

RPP: Valor calculado a partir del valor de la UC.

VCT: Valor catastral del terreno.

Ahora bien, para el CAANE tenemos la siguiente ecuación:

$$CAANE=NE*(CAAE+NCAAE) \text{ (10)}$$

CAANE: Costo Anual Equivalente de los Activos no Eléctricos.

NE:0,041%.

CAAE: Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso.

NCAAE: Costo Anual Equivalente de los nuevos Activos de Uso.

Ahora bien, para calcular el cargo máximo para el sistema de distribución local 3 y 2:

$$CD_3 = \frac{AOM_3 + CAT_3 + CAANE_3 + O_3}{Eu_3} \quad (11)$$

$$CD_2 = \frac{AOM_2 + CAT_2 + CAANE_2 + O_2}{Eu_2} \quad (12)$$

### **Resolución CREG No. 015 de 2018**

En esta resolución establecieron la nueva metodología para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica, la metodología implementada para remunerar las inversiones es de ingreso regulado para el STR y el SDL y una tasa de retorno correspondiente a 11,8% a partir del año 2019. Para el reconocimiento de los activos, implementan el esquema de costo de reposición despreciado, es decir que a los activos les afectará la depreciación teniendo en cuenta la vida útil y los años que ha estado en servicio para calcular su remuneración. La vida útil de las unidades constructivas es de 35 a 45 años y de 10 años para los centros de control.

Para la calidad de servicio, implementan los indicadores SAIDI y SAIFI, estos miden la duración y la frecuencia promedio de interrupciones durante 1 año y es evaluada dependiendo de la calidad media brindada a los usuarios conectados en los niveles de tensión respectivos. Esta información es comparada con las metas establecidas por la CREG, el OR obtendrá un aumento o disminución de los ingresos anuales y tiene la obligación de compensar a los usuarios peor servidos. El objetivo planteado por la CREG es reducir en un 8% anual hasta que el OR alcance las metas de un valor SAIDI de 2 horas/año y SAIFI 9 veces/año. Además, aplican el

índice de riesgo de falla, en este clasifican las condiciones topográficas y climáticas de cada región.

La base reguladora de activos no eléctricos es reconocida mediante un porcentaje de 2% respecto a la base reguladora de activos eléctricos. La base regulatoria de terrenos es reconocida el 6,9% del avalúo catastral de las áreas reconocidas. AOM para remuneración existente, implementan un AOM de referencia y este será el mismo para el periodo regulatorio. Por otro lado, el AOM para inversiones de expansión en los niveles de tensión 1 y 2 es de 4% y para el nivel 3 y 4 es de 2%, este valor varía anualmente en función de las inversiones realizadas.

Las pérdidas son calculadas respecto a la energía de entrada por medio del flujo de carga horaria con base en la ficha técnica de líneas de transmisión del STR y transformadores de conexión. Si no cuentan con esta información, los valores son aproximados según normas técnicas o de catálogo. Para los niveles de tensión 3 y 2, el porcentaje oscila entre 1.2% y 4,5% y para el nivel de tensión 1, el índice de pérdidas para referirlo es de 12,75% y para pérdidas no técnicas el valor oscila entre 1,4% y 6,68%

El costo del transporte de energía reactiva en el sistema de un OR se liquida teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

Cuando la energía reactiva inductiva sea mayor al 50% de energía activa entregada en un periodo dado en los niveles de tensión 1, 2 y 3. Se realiza la suma aritmética de este exceso en dicho periodo. El pago será distribuido entre los OR donde es transportada esta energía.

Cuando el consumo de energía reactiva inductiva de un usuario sea mayor al 50% de la energía activa entregada en un periodo horario.

Cuando sea registrada energía reactiva capacitiva, será cobrado el costo del transporte de la energía reactiva entre el total registrada. Por otro lado, no será cobrado a los generadores el coste de energía reactiva transportada.

Los costos asociados a los MUNTTS, cuando un usuario requiera cambio del nivel de tensión, el OR establecerá el costo por migración al nivel superior. Tendrá en cuenta el consumo anual de energía, la tasa de retorno y el cargo por uso de las redes de distribución al cual el usuario solicitó el cambio.

El ingreso anual relacionado con la infraestructura usada para la prestación del servicio en cada sistema es determinado por la siguiente ecuación:

$$IAA=BRA*r+RC+BRT \quad (13)$$

Donde:

IAA: Ingreso Anual por inversión en activos.

BRA: Base Regulatoria de Activos del OR.

r: Tasa de Retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica.

RC: Recuperación del capital reconocida para los activos remunerados.

BRT: Base Regulatoria de Terrenos del OR.

La BRA, es determinada por medio de la siguiente ecuación:

$$BRA=BRAE+BRANE \quad (14)$$

Donde:

BRAE: Base Regulatoria de Activos Eléctricos.

BRANE: Base Regulatoria de Activos no Eléctricos.

La recuperación del capital reconocido para los activos remunerados en la base regulatoria de activos se calcula:

$$RC=RCBIA+RCNA \quad (15)$$

Donde:

RCBIA: Recuperación del capital reconocido para los activos en la BRA inicial.

RCNA: Recuperación de capital de los activos que entraron en operación en la fecha de corte.

Para la Base Regulatoria de Terrenos se calcula con la siguiente ecuación:

$$BRT=R*\sum AT*PU*(1-RPP)*VCT \quad (16)$$

$BRT_{j,n,t}$ : Base regulatoria de terrenos del OR j en el nivel de tensión n para el año t.

R: Porcentaje anual reconocido sobre del valor de los terrenos, es igual a 6,9 %.

$NS_{j,n,t}$ : Número de UC de subestación del OR j en el nivel de tensión n para el año t sobre las cuales se reconocen áreas de terrenos.

$AT_i$ : Área reconocida a la UC i, en m<sup>2</sup>.

$PU_{j,i}$ : Porcentaje del costo total de la UC i que es remunerado vía cargos por uso al OR j.

$RPP_{j,i}$ : Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa.

$VCT_i$ : Valor catastral del terreno de la subestación en la cual se encuentra la UC i, valor en \$/m<sup>2</sup> de la fecha de corte.

### **Capítulo III**

#### **Simulaciones económicas**

En este capítulo, se detalló, modeló y analizó la simulación económica. Con la implementación de la herramienta Excel, se realizó los cálculos para la simulación teniendo en cuenta las fórmulas desde la numero 6 hasta la 16. Debido que los proyectos de distribución son realizados por entidades privadas, no se encuentran todos los valores detallados de estos, por lo que, con base en investigaciones realizadas por terceros, los objetivos determinados por el regulador y resoluciones CREG (CREG, 2014) (Vargas Navarro, 2016) (2017) (CREG, 2018); se empleó un valor base de un proyecto de distribución eléctrica con valores aproximados en cada nivel de tensión (Tabla 13), con la finalidad de evaluar un proyecto modelo y calcular los ingresos anuales del OR con las ecuaciones para remunerar inversiones. Cabe resaltar que, esto solo aplica para calculo económico de este proyecto modelo de distribución eléctrica, no se tendrá en cuenta datos técnicos como; puntos específicos del sistema eléctrico de distribución, nodos, incentivos por eficiencia, compensaciones y/o incentivos por calidad del servicio, etc.

#### **Resolución CREG No. 097 de 2008**

Para analizar el impacto económico que incide en los ingresos anuales del OR de esta resolución se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Periodo de estudio de 12 años.
- El método reconocido para los activos es el enfoque VNR aplicado a la BRAE, en este método no incluye la depreciación de los activos, ya que, con ese método son considerados nuevos en el periodo tarifario.
- Se consideró inversiones de 2% para reposición de activos incluida en la BRA en los años evaluados.



- Se consideró un escenario bajo de crecimiento de demanda de energía de 1,32% para el periodo de estudio.
- Una tasa de retorno determinada en la resolución. Para el STR de 13% y para el SDL de 13,9%.
- Para el AOM, se consideró un 2,5% constante para el periodo de estudio.
- Base Reguladora de Activos no Eléctricos de 4,1%.

Ahora bien, se procedió a realizar el cálculo de la tasa de retorno mediante el método del WACC. Para ello, se implementó las ecuaciones 2 y 3, los datos se obtuvieron de los documentos emitidos por el Banco de la Republica y la CREG.

### ***Cálculo de la Tasa de Retorno***

Para el Costo de la Deuda ( $r_d$ ), se obtiene calculando el percentil 80 de las tasas de interés reportado por las entidades bancarias a la Superintendencia Financiera de Colombia desde junio de 2003 hasta mayo de 2008 y finalmente se realizó un promedio con todos los resultados. Para el costo del capital propio, implementan la metodología CAPM, teniendo en cuenta la ecuación 3, como se había dicho anteriormente integra los riesgos no controlables.

La tasa libre de riesgo, la CREG utiliza la media del rendimiento de los bonos de Estados Unidos entre Julio de 2003 y junio de 2008. Para los valores Beta utilizan la base de datos de Morningstar y este valor se ajusta mediante la relación de deuda/capital e integrando los riesgos adicionales que se puedan presentar respecto al método de remuneración.

Tabla 9.

### ***Costo de la deuda.***

Costo de la deuda		
Costo de la deuda	rd	6,94%
Costo de la deuda (USD)	Rd	9,62%
Tasa de crédito preferencial	rcp	6,94%

Información tomada de (CREG, 2008).

Tabla 10.

*Costo del capital propio.*

Costo del capital propio		Ingreso Regulado	Ingreso Máximo
Costo del capital propio	re	13,34%	14,46%
Tasa libre de riesgo	Rf	4,88%	4,88%
Beta apalancada	$\beta$	0,80	0,95
Beta desapalancado	$\beta_u$	0,55	0,66
Rendimiento del mercado	Rm	11,93%	11,93%
Prima de mercado	(Rm - Rf)	7,05%	7,05%
Prima por riesgo del negocio	$\beta(Rm - Rf)$	5,61%	6,73%
Prima por riesgo país	Rp	2,85%	2,85%

Información tomada de (CREG, 2008).

En el documento CREG No. 067 de 2008 realizaron el cálculo de la tasa de retorno para la actividad de distribución eléctrica, donde la participación de la deuda y capital propio, la CREG asume para cada una de estas variables un porcentaje de 40/60 ( $w_d/w_e$ ) con base en los estados financieros reportados al Sistema Único de Información (SUI) por las empresas que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica (CREG, 2008).

Tabla 11.

*Resumen.*

		I. R	I. M
Participación de la deuda	wd	40%	40%
Participación del capital propio	we	60%	60%
Costo de la deuda	rd	9,62%	9,62%
Costo del capital propio	re	13,34%	14,46%
Tasa de interés	$\tau$	33%	33%
Inflación	Inf	2,5%	2,5%

Información tomada de (CREG, 2008).

Con lo anterior, se determinó la tasa de retorno mediante la metodología WACC mediante la base de datos obtenida (Tablas 9, 10 y 11).

Tabla 12.

*WACC calculado.*

Ingreso Regulado			
USD		COP	
WACC	15,79%	WACC	13,0%
WACC	10,58%	WACC	7,88%
Ingreso Máximo			
USD		COP	
WACC	16,80%	WACC	13,9%
WACC	11,25%	WACC	8,54%

Información tomada de (CREG, 2008) (CREG, 2018) .

En la Tabla 12 se puede observar la tasa de retorno antes de impuestos y después de impuestos expresados en dólar americano (USD) y en pesos colombianos (COP), la CREG para no incidir en decisiones financieras de las empresas, utiliza el valor de la tasa antes de impuestos.

### **Simulación Resolución CREG No. 097 de 2008**

Para el análisis se simuló los valores teniendo en cuenta resoluciones emitidas por la CREG e investigaciones a fines, además, de las consideraciones anteriores. Con esto se calcularon valores aproximados para efectuar el análisis. Los siguientes valores (Tabla 13) es la BRA reconocida para cada nivel de tensión.

Tabla 13.

*Base Reguladora de Activos reconocida para cada nivel de tensión (Millones COP).*

Sistema	BRA reconocida
STR	\$ 1.166.838
SDL 3	\$ 340.801
SDL 2	\$ 2.836.798
SDL 1	\$ 3.071.822
Total	\$ 7.416.259

Diseño propio.

El porcentaje reconocido por el regulador respecto a los costos eficientes sobre el costo de los activos para su operación, administración y mantenimiento de la infraestructura eléctrica,

este porcentaje es calculado de acuerdo con el comportamiento de los indicadores de calidad del OR, no obstante, para este análisis se asumen un porcentaje continuo de AOM para cada año.

Tabla 14.

*Porcentaje de AOM reconocido para los años de estudio.*

AOM reconocido	
Año	Porcentaje del valor de los activos (%) (AOM)
1	2,50%
2	2,50%
3	2,50%
4	2,50%
5	2,50%
6	2,50%
7	2,50%
8	2,50%
9	2,50%
10	2,50%
11	2,50%
12	2,50%

Diseño propio.

En la Tabla 15, se expone la energía transportada del OR en su sistema eléctrico. Para los 12 años de evaluación se asumió un escenario bajo de crecimiento de demanda de 1,32% en cada nivel de tensión para los años evaluados.

Tabla 15.

*Proyección de energía para los años de estudio MWh-año.*

Año	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1
1	14125	2120	11000	8000
2	14311	2148	11145	8106
3	14500	2176	11292	8213
4	14692	2205	11441	8321
5	14886	2234	11592	8431
6	15082	2264	11745	8542
8	15281	2294	11900	8655
9	15483	2324	12058	8769
10	15687	2354	12217	8885
11	15894	2386	12378	9002
12	16104	2417	12541	9121

Diseño propio.

Para el STR, el Costo Anual de Activos Eléctricos (CAAE) es actualizado teniendo en cuenta el Índice de Precios del Productor (IPP) y por los activos nuevos que entran en servicio reconocidos por el regulador. Para el SDL, la cual, la metodología es Precio Máximo, lo actualiza el IPP durante el periodo tarifario y se evalúa su costo al inicio del siguiente periodo.

La BRA y la inversión al ser un valor elevado, es diferida por un periodo de tiempo para amortizar el capital más un porcentaje de interés. Este porcentaje para el STR es de 13% y para el SDL es de 13,9% (Tabla 12). Para la metodología de ingreso máximo aplicada al STR, el ingreso depende de la inversión realizada a la red eléctrica y para el enfoque de precio máximo aplicada al SDL, depende del comportamiento de la demanda de energía.

Ahora bien, en la Tabla 16, se presentó el Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso, para los 12 años de evaluación.

Tabla 16.

*CAAE (Millones COP).*

Año	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1
1	\$ 71.820	\$ 41.197	\$ 347.062	\$ 491.121
2	\$ 146.211	\$ 41.197	\$ 347.062	\$ 491.121
3	\$ 144.433	\$ 41.197	\$ 347.062	\$ 491.121
4	\$ 152.398	\$ 41.197	\$ 347.062	\$ 491.121
5	\$ 164.536	\$ 41.197	\$ 347.062	\$ 491.121
6	\$ 161.955	\$ 41.197	\$ 347.062	\$ 491.121
7	\$ 165.841	\$ 53.279	\$ 448.847	\$ 889.773
8	\$ 165.335	\$ 53.279	\$ 448.847	\$ 889.773
9	\$ 172.808	\$ 53.279	\$ 448.847	\$ 889.773
10	\$ 178.963	\$ 53.279	\$ 448.847	\$ 889.773
11	\$ 186.738	\$ 53.279	\$ 448.847	\$ 889.773
12	\$ 197.635	\$ 53.279	\$ 448.847	\$ 889.773

Diseño propio.

En la Tabla 16, se expone el CAAE por nivel de tensión para los años de evaluación que reconoció el regulador con las condiciones establecidas. En el SDL, los montos son constantes hasta el cambio de periodo tarifario y para el STR, el monto varió respecto al año.

Posteriormente, para el Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos (CAANE)

tenemos que:

Tabla 17

*CAANE (Millones COP).*

<b>Año</b>	<b>STR</b>	<b>SDL 3</b>	<b>SDL 2</b>	<b>SDL 1</b>
1	\$ 2.945	\$ 1.689	\$ 14.230	\$ 20.136
2	\$ 5.995	\$ 1.689	\$ 14.230	\$ 20.136
3	\$ 5.922	\$ 1.689	\$ 14.230	\$ 20.136
4	\$ 6.248	\$ 1.689	\$ 14.230	\$ 20.136
5	\$ 6.746	\$ 1.689	\$ 14.230	\$ 20.136
6	\$ 6.640	\$ 1.689	\$ 14.230	\$ 20.136
7	\$ 6.799	\$ 2.184	\$ 18.403	\$ 36.481
8	\$ 6.779	\$ 2.184	\$ 18.403	\$ 36.481
9	\$ 7.085	\$ 2.184	\$ 18.403	\$ 36.481
10	\$ 7.337	\$ 2.184	\$ 18.403	\$ 36.481
11	\$ 2.184	\$ 2.184	\$ 18.403	\$ 36.481
12	\$ 8.103	\$ 2.184	\$ 18.403	\$ 36.481

Diseño propio.

La demanda regula los ingresos anuales para el SDL ya que implementan el enfoque de precio máximo, presentando riesgo por demanda de energía. Los ingresos anuales respecto al SDL podrían ascender si el consumo de energía eléctrica en años posteriores cumple con la proyección. No obstante, al presentarse lo contrario, podría existir el riesgo de disminuir sus ingresos anuales.

Tabla 18.

*Cargos máximos SDL.*

<b>SDL</b>	<b>Precio (COP)</b>
SDL 3	24,16
SDL 2	39,11
SDL 1	24,25

Diseño propio.

En la Tabla 18 se expone los cargos máximos para el SDL, se tuvo en cuenta los determinados por la Resolución CREG No. 110 de 2017, el usuario deberá pagar el valor

correspondiente a su nivel de tensión conectado. Por otro lado, en el STR, los ingresos son en función a las inversiones realizadas a la red.

El ingreso anual en el STR es establecido por la suma algebraica de CAAE, CANE y AOM. Para el SDL, es el producto de la energía transportada y el cargo máximo. El ingreso anual para los años de estudio:

Tabla 19.

*Ingresos anuales OR. (Millones COP).*

Año	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1
1	\$ 103.936	\$ 48.803	\$ 417.969	\$ 186.895
2	\$ 181.377	\$ 49.552	\$ 424.304	\$ 189.756
3	\$ 179.526	\$ 50.301	\$ 430.758	\$ 192.642
4	\$ 187.817	\$ 51.074	\$ 437.328	\$ 195.576
5	\$ 200.452	\$ 51.847	\$ 444.016	\$ 198.559
6	\$ 197.766	\$ 52.645	\$ 450.743	\$ 201.566
7	\$ 201.811	\$ 53.442	\$ 457.509	\$ 204.597
8	\$ 201.284	\$ 54.239	\$ 464.392	\$ 207.677
9	\$ 209.064	\$ 55.061	\$ 471.354	\$ 210.781
10	\$ 215.472	\$ 55.882	\$ 478.433	\$ 213.934
11	\$ 223.565	\$ 56.704	\$ 485.590	\$ 217.159
12	\$ 234.909	\$ 57.573	\$ 492.864	\$ 220.408
<b>Total</b>	\$ 2.336.980	\$ 637.123	\$ 5.455.258	\$ 2.439.550

Diseño propio.

En la Tabla 19, se puede apreciar los ingresos anuales para los años evaluados, en cada nivel de tensión y las diferentes metodologías. Cuando culmina el periodo tarifario, el OR deberá entregar información actualizada de su inventario para el cálculo de los cargos máximos en el SDL. Se puede apreciar que los sistemas con mayores ingresos son el SDL 2 y 1, ya que en estos sistemas se encuentran la gran parte de los usuarios regulados.

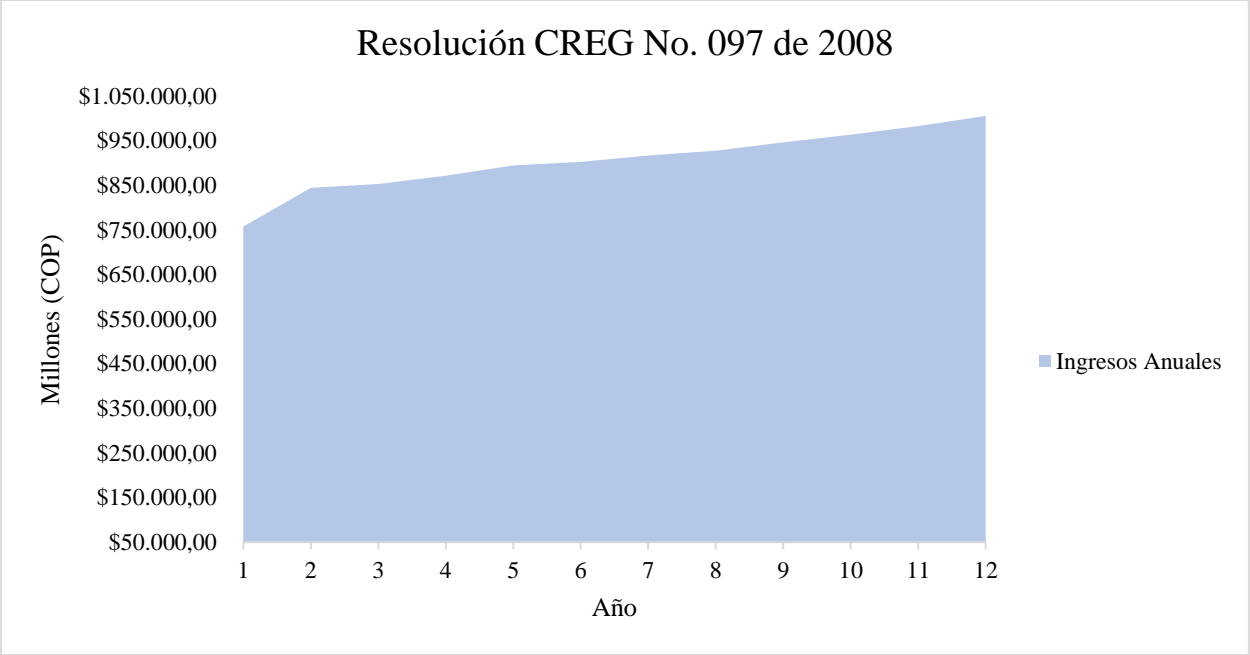


Figura 11. Ingresos anuales Resolución CREG No. 097 de 2008.

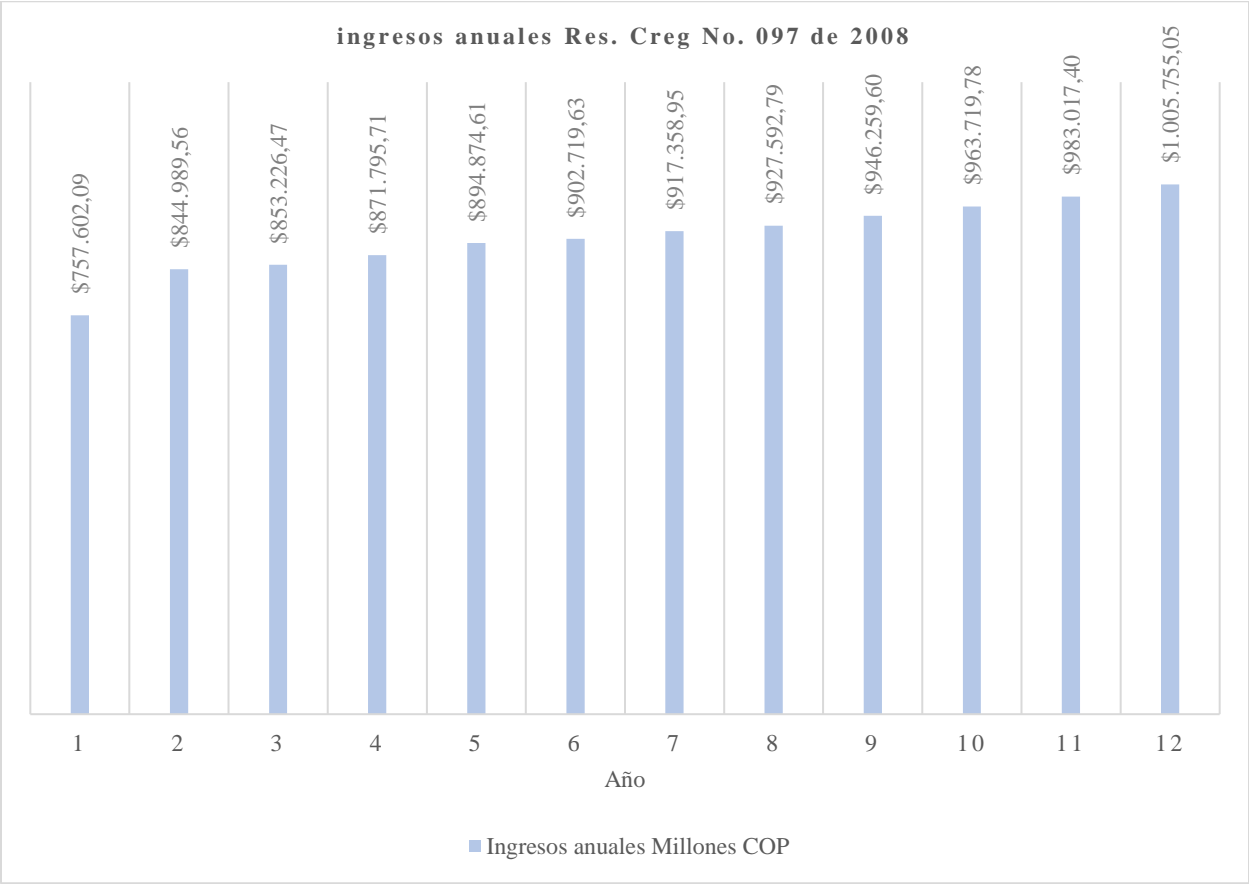


Figura 12. Ingresos anuales Resolución CREG No. 097 de 2008.



En la Figura 11 y 12, se puede observar los ingresos anuales del OR. La tendencia aumenta en función a los años de estudio. Como se puede observar en la Tabla 20, se obtuvo un aumento entre 0,5% a 11,53% anual, obteniendo el mayor valor en la transición del primer al segundo año de estudio, siendo este de \$ 87.387,47 millones COP (11,53%) respectivamente, se puede observar estabilidad en la tendencia con variación oscilante, no obstante, los ingresos anualmente aumentan. Al culminar el horizonte de estudio (12 años), el OR tendrá un ingreso total de \$ 10.868.912 COP. La remuneración del OR en el SDL incrementa si la demanda en los años siguientes es concorde o mayor a la energía proyectada, recibiendo mayores ingresos. Por otro lado, si la demanda real está por debajo de la proyección, disminuirían sus ingresos anuales, es decir, que la demanda de energía es un factor importante que acarrea ya sea disminución o incremento de los ingresos del OR.

Tabla 20.

*Variación porcentual respecto al año siguiente.*

Año	Monto (millones COP)	Variación (%)
2	\$ 87.387	11,53%
3	\$ 8.237	0,97
4	\$ 18.569	2,18
5	\$ 23.079	2,65
6	\$ 7.845	0,88
7	\$ 14.639	1,62
8	\$ 10.234	1,12
9	\$ 18.667	2,01
10	\$ 17.460	1,85
11	\$ 19.298	2,00
12	\$ 22.738	2,31
Total	\$248.153	-

Diseño propio.

Cabe resaltar qué, debido que en esta metodología implementan el enfoque VNR, los activos son considerados nuevos en todo el periodo tarifario, por ende, no acarrea a riesgo por depreciación.

**Resolución CREG No. 015 de 2018**

Para analizar el impacto económico que incide en los ingresos anuales del OR de esta resolución se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Periodo de estudio de 12 años.
- El método reconocido para los activos es el enfoque de Costo de Reposición Despreciado, en esta metodología existe el riesgo por depreciación de los activos en el periodo tarifario. Es decir, que irá disminuyendo el porcentaje reconocido en función al tiempo.
- Se consideró inversiones de 2% para reposición de activos incluida en la BRA en los años evaluados.
- Una tasa de retorno única determinada en la resolución. Para el STR y SDL de 11,8%
- Para el AOM, se consideró un 2,5% constante para el periodo de estudio incluida en la BRA.
- Base Reguladora de Activos no Eléctricos de 2,0%.
- Vida útil del activo de 45 años.

Ahora bien, se procedió a realizar el cálculo de la tasa de retorno mediante el método del WACC. Para ello, se implementó las ecuaciones 2 y 3, los datos se obtuvieron de los documentos emitidos por el Banco de la Republica y la CREG.

***Cálculo de la Tasa de Retorno***

Con base en la información del documento CREG No. 011 de 2018 determinan la tasa de retorno para la actividad de distribución eléctrica, donde:

Tabla 21.

*WACC Resolución CREG No. 015 de 2018.*

<b>Ingreso Regulado</b>		
<b>Variable</b>	<b>Sigla</b>	<b>Porcentaje</b>
Participación de la deuda	wd	40%
Participación del capital propio	we	60%
Costo del capital propio	re (Ke)	8,5770%
Promedio de la tasa libre de riesgo	Rf,t	2,3262%
Beta apalancado	Bl,t	0,6890
Promedio prima del mercado	Rm	6,3760%
Promedio prima por riesgo país	Rp,t	1,8574%
Prima diferencia de esquema	Rr,a	0,00%
Costo del capital propio USD	Ke,usd,a,t	8,5770%
Tributo de impuesto a la renta	Tx	33,0%
Promedio de la tasa de la curva de Swap Libor peso	Swapcop,n,t	6,2887%
promedio de la tasa de la curva Swap libor	Swapusd,n,t	2,2854%
Costo del capital propio en pesos	Kecop,a,t	12,8265%
Costo de la deuda en pesos	Kdcop,t	9,6197%
Costo promedio ponderado de capital en pesos	WACCcop,a,t	15,3343%
Expectativa de inflación	Picop,t	3,17%
Tasa de pesos constantes antes de impuestos	Tdcop,a,t	11,8%

Información tomada de (CREG, 2018).

Tabla 22.

*WACC calculado.*

<b>Ingreso Regulado</b>			
<b>Pesos Corrientes A.I</b>		<b>Pesos Constantes A.I</b>	
<b>WACC</b>	15,3343%	<b>WACC</b>	11,8%

Información tomada de (CREG, 2018).

**Simulación Resolución CREG No. 015 de 2018**

Este modelo regulatorio implementa la metodología de Ingreso Máximo Regulado para el STR y SDL, en este enfoque no tienen en cuenta el riesgo por demanda de energía ya que el ingreso anual del OR es en función a la inversión realizada a la infraestructura eléctrica, los activos eléctricos se verán afectados por la depreciación, ya que implementan la metodología de Costo de Reposición Depreciado, este es un factor importante, debido que, si el OR no realiza inversiones a su infraestructura eléctrica, tendrá una disminución en sus ingresos anuales en

función a los años de servicio de los activos de su sistema. Asimismo, se tiene en cuenta las consideraciones definidas anteriormente.

Como se puede observar en la Tabla 23, el factor de ajuste es en función de los años en servicio, la cual, da como resultado su valor reconocido. Para los activos nuevos el factor aplicado es de 0, es decir, que el costo reconocido será del 100%, asimismo, este factor disminuye gradualmente en función a los años que ha estado en operación el activo. La BRA reconocida se ve afectada por el factor de ajuste del año 1.

Tabla 23.

*Factor de ajuste.*

Antigüedad	Nivel de tensión	
	4, 3 y 2	1
	Factor	
0	1	1
1	0,997	0,992
2	0,994	0,983
3	0,991	0,973
4	0,988	0,962
5	0,984	0,949
6	0,979	0,935
7	0,974	0,92
8	0,969	0,902
9	0,962	0,883
10	0,955	0,861
11	0,948	0,837
12	0,939	0,81

Tomado de (CREG, 2014).

Por otro lado, La Base Reguladora de Activos Eléctricos (BRAE), es el producto del costo reconocido por los activos existentes por el factor de ajuste (Tabla 23), más la suma algebraica de las nuevas inversiones.

Tabla 24.

*BRAE anual en cada nivel de tensión (Millones COP).*

AÑO	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1
1	\$ 998.578	\$ 305.560	\$ 2.400.055	\$ 2.388.019
2	\$ 995.573	\$ 304.641	\$ 2.392.833	\$ 2.366.353
3	\$ 992.569	\$ 303.722	\$ 2.385.611	\$ 2.342.280
4	\$ 989.564	\$ 302.802	\$ 2.378.390	\$ 2.315.800
5	\$ 985.558	\$ 301.576	\$ 2.368.760	\$ 2.284.506
6	\$ 980.550	\$ 300.044	\$ 2.356.724	\$ 2.250.804
7	\$ 975.542	\$ 298.511	\$ 2.344.688	\$ 2.214.695
8	\$ 970.534	\$ 296.979	\$ 2.332.651	\$ 2.171.364
9	\$ 963.523	\$ 294.834	\$ 2.315.800	\$ 2.125.625
10	\$ 956.512	\$ 292.688	\$ 2.298.949	\$ 2.072.665
11	\$ 949.501	\$ 290.543	\$ 2.282.098	\$ 2.014.891
12	\$ 940.486	\$ 287.785	\$ 2.260.433	\$ 1.949.894

Diseño propio.

La Base Reguladora de Activos no Eléctricos (BRANE) es reconocida como el 2% de La BRAE correspondiente a cada año de estudio.

Tabla 25.

*BRANE anual en cada nivel de tensión (Millones COP).*

AÑO	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1
1	\$ 19.972	\$ 6.111	\$ 48.001	\$ 47.760
2	\$ 19.911	\$ 6.093	\$ 47.857	\$ 47.327
3	\$ 19.851	\$ 6.074	\$ 47.712	\$ 46.846
4	\$ 19.791	\$ 6.056	\$ 47.568	\$ 46.316
5	\$ 19.711	\$ 6.032	\$ 47.375	\$ 45.690
6	\$ 19.611	\$ 6.001	\$ 47.134	\$ 45.016
7	\$ 19.511	\$ 5.970	\$ 46.894	\$ 44.294
8	\$ 19.411	\$ 5.940	\$ 46.653	\$ 43.427
9	\$ 19.270	\$ 5.897	\$ 46.316	\$ 42.513
10	\$ 19.130	\$ 5.854	\$ 45.979	\$ 41.453
11	\$ 18.990	\$ 5.811	\$ 45.642	\$ 40.298
12	\$ 18.810	\$ 5.756	\$ 45.209	\$ 38.998

Diseño propio.

La BRA corresponde a la suma algebraica del BRAE y el BRANE

Tabla 26.

*BRA anual en cada nivel de tensión (Millones COP).*

AÑO	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1
1	\$ 1.018.550	\$ 311.672	\$ 2.448.056	\$ 2.435.779
2	\$ 1.015.485	\$ 310.734	\$ 2.440.690	\$ 2.413.680
3	\$ 1.012.420	\$ 309.796	\$ 2.433.324	\$ 2.389.126
4	\$ 1.009.355	\$ 308.858	\$ 2.425.957	\$ 2.362.116
5	\$ 1.005.269	\$ 307.608	\$ 2.416.136	\$ 2.330.196
6	\$ 1.000.161	\$ 306.045	\$ 2.403.859	\$ 2.295.820
7	\$ 995.053	\$ 304.482	\$ 2.391.581	\$ 2.258.989
8	\$ 989.944	\$ 302.919	\$ 2.379.304	\$ 2.214.791
9	\$ 982.793	\$ 300.730	\$ 2.362.116	\$ 2.168.138
10	\$ 975.642	\$ 298.542	\$ 2.344.928	\$ 2.114.119
11	\$ 968.491	\$ 296.354	\$ 2.327.740	\$ 2.055.189
12	\$ 959.296	\$ 293.540	\$ 2.305.642	\$ 1.988.892

Diseño propio.

Se puede observar en la Tabla 26 que en algunos años el monto de la BRA es decreciente con respecto al año anterior, debido que están siendo afectadas por el factor de depreciación.

La recuperación del capital propio es una parte de la inversión pagada al OR en cada año, este es el resultado del cociente de la inversión y la vida útil del activo eléctrico.

Tabla 27.

*Recuperación del capital (Millones COP).*

AÑO	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1
1	\$ 28.531	\$ 8.730	\$ 68.573	\$ 68.229
2	\$ 28.445	\$ 8.704	\$ 68.367	\$ 67.610
3	\$ 28.359	\$ 8.678	\$ 68.160	\$ 66.922
4	\$ 28.273	\$ 8.651	\$ 67.954	\$ 66.166
5	\$ 28.159	\$ 8.616	\$ 67.679	\$ 65.272
6	\$ 28.016	\$ 8.573	\$ 67.335	\$ 64.309
7	\$ 27.873	\$ 8.529	\$ 66.991	\$ 63.277
8	\$ 27.730	\$ 8.485	\$ 66.647	\$ 62.039
9	\$ 27.529	\$ 8.424	\$ 66.166	\$ 60.732
10	\$ 27.329	\$ 8.363	\$ 65.684	\$ 59.219
11	\$ 27.129	\$ 8.301	\$ 65.203	\$ 57.568
12	\$ 26.871	\$ 8.222	\$ 64.584	\$ 55.711

Diseño propio.

El producto de la BRA y la Tasa de Retorno da como resultado el BRAR, la cual es la fracción anual remunerada al OR.

Tabla 28.

*BRAR (Millones COP).*

AÑO	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1
1	\$ 120.189	\$ 36.777	\$ 288.871	\$ 287.422
2	\$ 119.827	\$ 36.667	\$ 288.001	\$ 284.814
3	\$ 119.466	\$ 36.556	\$ 287.132	\$ 281.917
4	\$ 119.104	\$ 36.445	\$ 286.263	\$ 278.730
5	\$ 118.622	\$ 36.298	\$ 285.104	\$ 274.963
6	\$ 118.019	\$ 36.113	\$ 283.655	\$ 270.907
7	\$ 117.416	\$ 35.929	\$ 282.207	\$ 266.561
8	\$ 116.813	\$ 35.744	\$ 280.758	\$ 261.345
9	\$ 115.970	\$ 35.486	\$ 278.730	\$ 255.840
10	\$ 115.126	\$ 35.228	\$ 276.702	\$ 249.466
11	\$ 114.282	\$ 34.970	\$ 274.673	\$ 242.512
12	\$ 113.197	\$ 34.638	\$ 272.066	\$ 234.689

Diseño propio.

Ahora bien, se procedió a calcular el ingreso anual del OR.

Tabla 29.

*Ingreso Anual OR (Millones COP).*

AÑO	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1	Total
1	\$ 148.720	\$ 45.508	\$ 357.444	\$ 355.651	\$ 907.322
2	\$ 148.272	\$ 45.371	\$ 356.368	\$ 352.424	\$ 902.435
3	\$ 147.825	\$ 45.234	\$ 355.293	\$ 348.839	\$ 897.190
4	\$ 147.377	\$ 45.097	\$ 354.217	\$ 344.895	\$ 891.586
5	\$ 146.780	\$ 44.914	\$ 352.783	\$ 340.235	\$ 884.712
6	\$ 146.035	\$ 44.686	\$ 350.990	\$ 335.215	\$ 876.926
7	\$ 145.289	\$ 44.458	\$ 349.198	\$ 329.838	\$ 868.782
8	\$ 144.543	\$ 44.230	\$ 347.405	\$ 323.384	\$ 859.562
9	\$ 143.499	\$ 43.910	\$ 344.895	\$ 316.572	\$ 848.877
10	\$ 142.455	\$ 43.590	\$ 342.386	\$ 308.685	\$ 837.116
11	\$ 141.410	\$ 43.271	\$ 339.876	\$ 300.081	\$ 824.638
12	\$ 140.068	\$ 42.860	\$ 336.650	\$ 290.401	\$ 809.978
<b>Total</b>	\$ 1.742.273	\$ 533.128	\$ 4.187.504	\$ 3.946.221	\$ 10.409.125

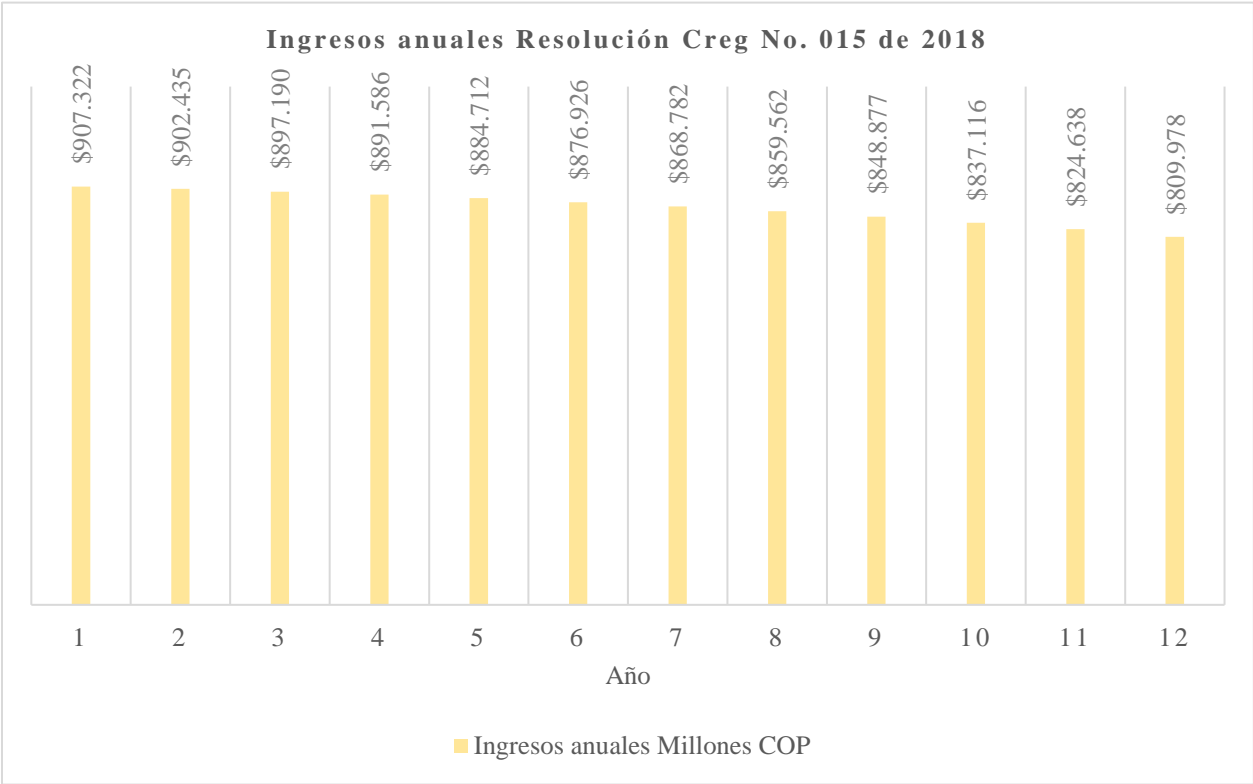
Diseño propio.

En la Tabla 29 se puede apreciar los ingresos anuales del OR en los años evaluados. El monto anual decrece en función al tiempo ya que para el reconocimiento de los activos en esta metodología existe el riesgo de depreciación de los activos.



Figura 13. Ingresos anuales Resolución CREG No. 015 de 2018.





En la Figura 133 y 14, se observa la tendencia de los ingresos anuales del OR, esta decrece en función al tiempo. Como se puede observar en la Tabla 30, la disminución -0,54% y -1,78% respecto al año anterior, debido que para el reconocimiento de los activos implementan un enfoque CRD, el cual, aplica un factor de ajuste (Tabla 23) respecto a los años en servicio de los activos, afectando así su valor.

Tabla 30.

*Variación porcentual respecto al año siguiente.*

Año	Monto (Millones COP)	Variación (%)
2	-\$ 4.887	-0,54%
3	-\$ 5.245	-0,58%
4	-\$ 5.604	-0,62%
5	-\$ 6.874	-0,77%
6	-\$ 7.786	-0,88%
7	-\$ 8.144	-0,93%
8	-\$ 9.220	-1,06%

Año	Monto (Millones COP)	Variación (%)
9	-\$ 10.685	-1,24%
10	-\$ 11.761	-1,39%
11	-\$ 12.478	-1,49%
12	-\$ 14.660	-1,78%
Total	-\$97.344	-

Diseño propio.

Cabe resaltar que, el impacto por riesgo de depreciación fue menor debido que el OR realizó inversiones de 2% a su infraestructura eléctrica, con el fin de amortiguar el riesgo que acarrea este reconocimiento de los activos. Al culminar el periodo de evaluación el OR obtuvo \$ 10.409.125 COP, un ingreso menor que en la anterior metodología. Este nuevo modelo incentiva al OR a realizar nuevas inversiones y reposición de activos, con el fin de mitigar el riesgo por depreciación.

### Comparación de las resoluciones

Por medio de la Tabla 31, se realizó una comparación cualitativa de las diferencias entre las resoluciones analizadas.

Tabla 31.

*Comparación de las resoluciones CREG No. 097 del 2008 y CREG No. 015 del 2018.*

Elementos Metodología.	CREG No. 097 de 2008	CREG No. 015 del 2018
<b>Inversiones.</b>	Ingreso máximo en STR.	Ingreso máximo en STR.
	Precio máximo en SDL.	Ingreso máximo en SDL.
<b>Reconocimiento de los activos.</b>	Valor nuevo de reemplazo (VNR)	Costos de reposición depreciada.
	Ajuste quinquenal de la BRA.	Activos depreciados.
		Ajuste por cambio de modelo.
		Estabilidad en la BRA.
<b>Tasa de Retorno</b>	13% - 13.9%	11,8%
<b>AOM</b>	Gastado y Remunerado.	Gastado y remunerado según eficiencia alcanzada.
<b>Activos no eléctricos</b>	Fracción reconocida (4,1%).	Fracción reconocida (2%).
<b>Terrenos</b>	Fracción reconocida (6,9%)	Fracción reconocida (6,9%)
<b>Calidad.</b>	Calidad histórica de referencia.	Calidad eficiente de referencia.
	Calidad general (esquema de incentivos).	Calidad general (ajuste al esquema de incentivos).
	Calidad individual (esquema de compensaciones).	Calidad individual (ajuste al esquema de compensaciones).

<b>Pérdidas.</b>	Índices de pérdidas por mercado.	Reconocimiento de planes de reducción de pérdidas (MME 1937 2013). Ajuste de índices de pérdidas reconocidas.
<b>Energía reactiva</b>	Penalidad por consumo superior al 50% de energía activa.	Penalidad por consumo superior al 50% de energía activa. Penalidad por reactiva capacitiva.

Datos obtenidos de: (CREG, 2014).

Como primer ítem está el modelo de inversiones, donde anteriormente implementaban Precio Máximo para el SDL e Ingreso Máximo en STR. El esquema de Precio Máximo, el regulador fija un tope para los precios que puede cobrar la empresa al usuario y se ajusta anualmente con respecto a la tasa de inflación sin tener en cuenta las variaciones de ganancia de la empresa. Además, existe el riesgo por demanda, si la energía transportada es inferior a la proyectada, los ingresos del OR se verán afectados. El esquema de Ingreso Máximo busca establecer un límite de la cantidad de ingresos totales que puede obtener la empresa. Este es un modelo de remuneración enfocado en incentivos que utiliza las recompensas y sanciones para estimular a la empresa a prestar un mejor servicio sin tener en cuenta el riesgo de demanda, ya que los ingresos dependen de las inversiones a la infraestructura eléctrica.

El reconocimiento de los activos, en la metodología anterior, implementaban el esquema VNR, la cual reconoce el activo como nuevo en todo el periodo tarifario, sin importar los años que el activo haya estado en servicio. En la metodología actual, implementan el enfoque CRD, este método tiene en cuenta la vida útil del activo, afectándole la depreciación, este factor repercute en los ingresos que recibirá el OR, ya que, este va en función al tiempo en servicio del activo. El esquema VNR al considerar el activo como nuevo, no incentiva a la reposición de activos e inversión en nueva tecnología; y bajo esta consideración era calculada la remuneración del OR. Por otro lado, el método de CRD al tener en cuenta la depreciación de los activos, el OR se ve incentivado a realizar reposición de estos, ya que este afectará directamente sus ingresos.

La tasa de retorno, en la resolución anterior, empleaban dos metodologías diferentes para cada uno de los sistemas, en el STR (Ingreso Máximo), aplicaban una tasa de retorno de 13% y en el SDL (Precio Máximo) de 13,9%, en este último era mayor debido que en el SDL había un mayor riesgo en el mercado. Actualmente, implementan solo una metodología aplicada a los dos sistemas (Ingreso Máximo), con una tasa de retorno de 11,9%.

Administración, operación y mantenimiento, anteriormente establecían los gastos de AOM para cada OR como un porcentaje del costo de reposición de la inversión reconocida a este en cada uno de los niveles de tensión. Actualmente, el porcentaje de AOM, primero es calculado un valor inicial con base en el AOM remunerado y gastado por el OR en el periodo de 2012 y 2016, además, estos son comparados con modelos de eficiencia para establecer el porcentaje a reconocer.

Para los activos no eléctricos, en la Resolución CREG No. 097, le reconocían al OR el 4,1% del costo anual de los activos eléctricos. Por otro lado, en la Resolución CREG No. 015, reconocen el 2%. Por otro lado, la fracción reconocida de terrenos permaneció igual en la resolución con un valor porcentual de 6,9%.

En la calidad del servicio, en la resolución anterior implementaban Los siguientes indicadores: Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD), este tiene un valor de referencia denominado Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD), Índice Trimestral de la Discontinuidad de Transformador (ITT), este tiene un valor de referencia el promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRGP). Dichos indicadores permiten evaluar de manera general e individual la calidad del servicio de cada OR.

Sin embargo, el indicador ITAD al momento de evaluar un grupo de varios OR, el indicador no solo depende de las interrupciones del servicio, sino también del consumo de energía de los usuarios asociados a cada OR y no contempla el efecto de la frecuencia de las interrupciones del flujo de energía en la red, además, clasificaban a los usuarios en cuatro 4 grupos de calidad. Con la nueva resolución, implementan los índices SAIDI y SAIFI, estos tienen en cuenta la duración y la cantidad de veces que se ha interrumpido el fluido eléctrico en el sistema, en este caso, las interrupciones menores que sean menor a 3 minutos, son excluidas. Además, en esta resolución clasifican a cada municipio en 9 grupos de calidad. Por otro lado, uno de los objetivos planteados por el regulador es que el OR pueda reducir la cantidad y la duración de la interrupción del servicio a un SAIDI de 2 horas/año y SAIFI 9 veces/año.

El índice de pérdidas, anteriormente, se determinaba por nivel de tensión, teniendo en cuenta aspectos técnicos y sujetos al nivel de inversión del OR. Actualmente, este factor puede variar, dependiendo del plan de reducción de pérdidas y los límites establecidos.

Respecto a la demanda reactiva, la resolución anterior penalizaba cuando el usuario excedía el 50% de energía reactiva respecto a la activa, este exceso es facturado por el mismo monto por unidad de consumo, es decir, era cobrado por la misma tarifa de la energía activa. Actualmente, con la nueva resolución en vigencia, cualquier usuario que suministre energía reactiva en cualquier magnitud es penalizado con un cobro adicional, además, si el usuario no toma medidas de corrección, el valor aumentará gradualmente cada mes. Es decir que, aunque la energía reactiva se mantenga en la misma magnitud, el costo de esta aumentará de igual forma. Esto debido que en la ecuación aplican un factor, dicho factor puede tomar un valor en un rango de 1 y 12. El cobro de energía reactiva es con base en la siguiente expresión:

$$CTER=ER*M*D \text{ (17)}$$

Donde:

CTER = Costo de transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite asignado al usuario del STR o SDL en pesos, del nivel de tensión asignado.

ER= Cantidad de energía reactiva transportada en exceso sobre el límite asignado al usuario del STR o SDL.

M= Variable asociada con el periodo mensual en el que se presenta transporte de energía reactiva sobre el límite establecido, variando entre 1 y 12.

D = Cargo por el uso del sistema de distribución para el transporte de energía reactiva.

Cuando el transporte de energía reactiva sobrepase el límite en un periodo horario en 10 días en el mismo mes, el factor M será 1. Además, este factor de 1 será constante durante los 12 meses siguientes, a partir del mes 13, el factor aumentará en un punto hasta el límite (12).

En la Figura 14 y 15, se puede apreciar el comportamiento de los ingresos anuales de la Resolución CREG No. 097 de 2008 en azul y la Resolución CREG No. 015 de 2018 en amarillo.

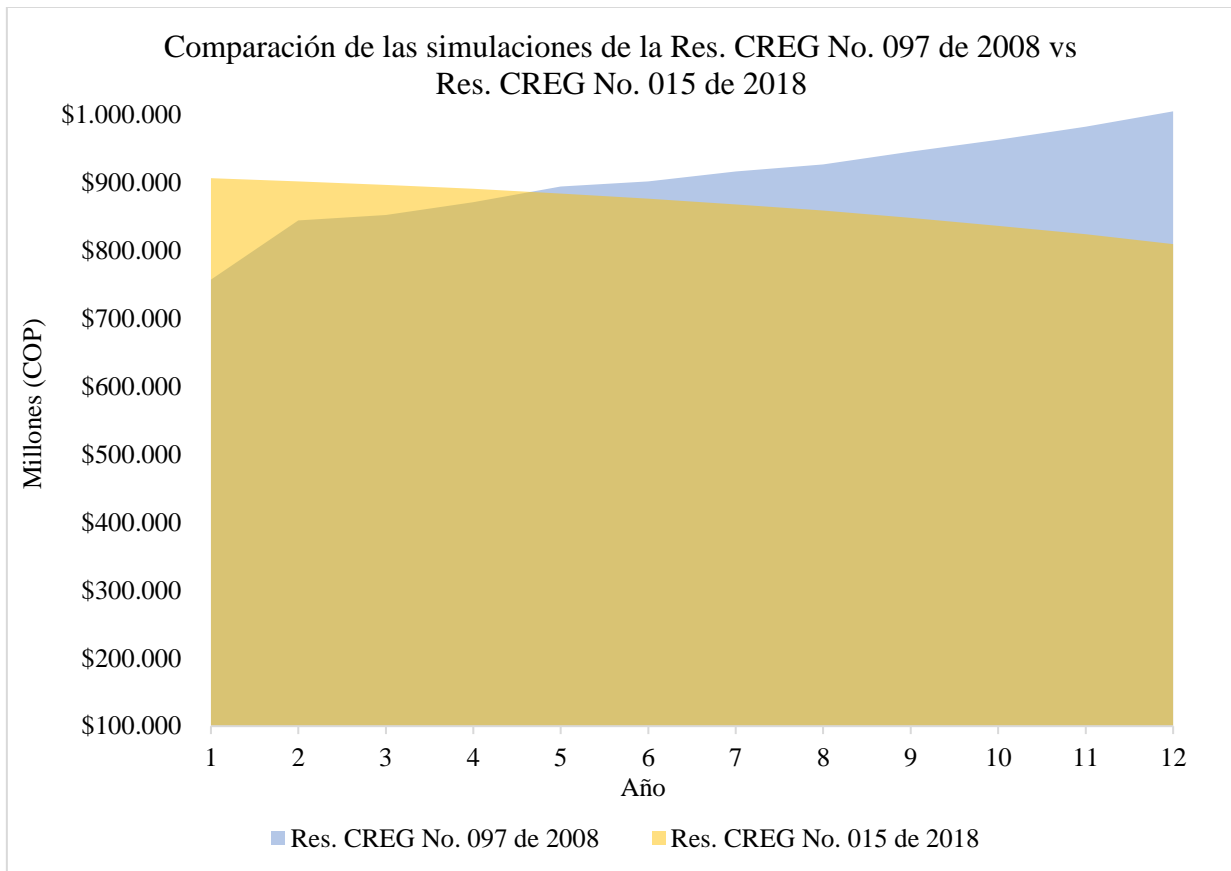


Figura 14. Ingresos anuales, comparación de resoluciones.

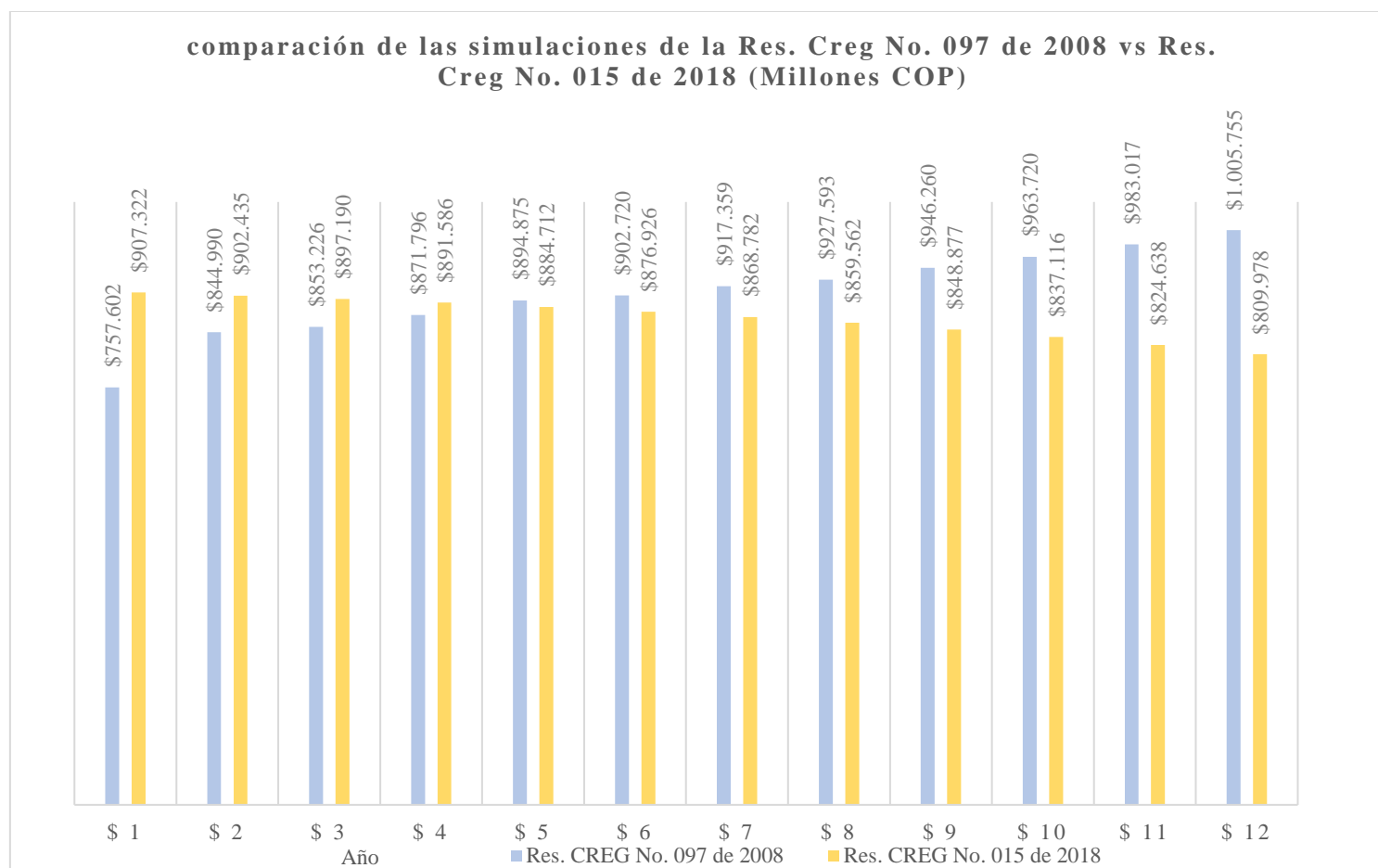


Figura 15. Ingresos anuales, comparación de resoluciones.



Con base en la Figura 14 y 15; y la Tabla 32, se puede apreciar la variabilidad de la tendencia de cada simulación, en el primer año evaluado hay una diferencia de \$ 149.720 Millones de COP (19,76%) entre los ingresos de las resoluciones, obteniendo un monto mayor en la metodología de la Resolución CREG No. 015 de 2018. Se observó que en el periodo del año 1 a 4 la diferencia de ingresos entre estas fue de \$ 270.920 Millones de COP, adquiriendo mayor ingreso en la nueva metodología.

Tabla 32.

*Variación porcentual de los ingresos anuales año – año entre la Res. No 015 vs Res. No. 097 (Millones COP).*

Año	Res. Creg No. 097	Res. Creg No. 015	Monto	Variación (%)
1	\$ 757.602	\$ 907.322	\$ 149.720	19,76%
2	\$ 844.990	\$ 902.435	\$ 57.446	6,80%
3	\$ 853.226	\$ 897.190	\$ 43.964	5,15%
4	\$ 871.796	\$ 891.586	\$ 19.791	2,27%
5	\$ 894.875	\$ 884.712	-\$ 10.162	-1,14%
6	\$ 902.720	\$ 876.926	-\$ 25.793	-2,86%
7	\$ 917.359	\$ 868.782	-\$ 48.577	-5,30%
8	\$ 927.593	\$ 859.562	-\$ 68.031	-7,33%
9	\$ 946.260	\$ 848.877	-\$ 97.383	-10,29%
10	\$ 963.720	\$ 837.116	-\$ 126.604	-13,14%
11	\$ 983.017	\$ 824.638	-\$ 158.379	-16,11%
12	\$ 1.005.755	\$ 809.978	-\$ 195.777	-19,47%
Total	\$ 10.868.912	\$ 10.409.125	-\$ 459.787	-4,23%

Diseño propio.

No obstante, en el año 5, la tendencia del esquema de la Res. No. 097 superó la Res. No. 015 aproximadamente en 1,14%, debido que en esta última decrece en función al tiempo, ya que, en esta metodología existe riesgo por depreciación del activo, aplicándole un factor de ajuste dependiendo de los años en servicio del activo, afectando directamente los ingresos anuales. Por otro lado, la Res. No. 097 aumenta en función al tiempo, ya que utilizan un enfoque VNR, es decir que los reconoce como nuevos en el periodo tarifario. En la metodología de la Res. No.

097, los OR no se ven incentivados a realizar inversiones, ya que sus ingresos aumentarán exponencialmente en función al tiempo, debido que en este esquema el riesgo existente es por demanda, si la demanda de energía decrece, sus ingresos disminuirán.

En la Res. No. 015, la estabilidad de la tendencia está sujeta a las inversiones realizadas por el OR, si el OR desea disminuir el riesgo por depreciación, debe realizar inversiones periódicas en su sistema. Con base en lo anterior, la diferencia del ingreso final entre los modelos obtiene un mayor margen de ganancia en el esquema de la Resolución CREG No. 097 de 2008, siendo este de \$ 459.786 Millones de COP.

Con base en los objetivos planteados por la CREG y la comparación económica, se evidenció que al implementar esta metodología se incentivará a los OR a realizar inversiones para reposición de activos, ya que a medida que los equipos estén cerca de la vida útil determinada por el regulador los ingresos de estos disminuirán. Con esto, la CREG busca incentivar a los OR a realizar inversiones a su sistema, expansión de su infraestructura eléctrica, reposición de activos y mantenimientos, con el fin de mejorar la calidad del servicio de distribución eléctrica.

### **Conclusión**

La CREG, como ente regulador, debe determinar y evaluar las metodologías para remunerar la actividad de distribución eléctrica en Colombia y establecer las directrices para obtener un mercado equitativo y competitivo, teniendo en cuenta lo establecido en la Ley 143 de 1994. Los modelos tarifarios implementados han brindado nuevas ideas para modificar y añadir nuevos parámetros para optimizar el servicio de distribución. Con base en los antecedentes, se observó que era de carácter urgente la regulación de los servicios públicos. Posteriormente, con la reforma constitucional, al iniciar la regulación de las actividades, la cual, inicio con el modelo de costo del servicio, tiempo después fue modificada, orientándose a un modelo basado en incentivos, con el objetivo de mejorar la eficiencia de los recursos financieros de las empresas y la calidad en la prestación del servicio.

El modelo basado en incentivos es un método para estimular la prestación del servicio de distribución de manera eficiente y de calidad, con la finalidad de que la empresa realice inversiones en su infraestructura, implemente nueva tecnología y tenga gastos de AOM eficientes. Debido que existen diversas metodologías de regulación, es necesario la evaluación de estas para establecer objetivos con el fin de mejorar continuamente el servicio de distribución eléctrica. La CREG, establece ciertos objetivos para los cambios de metodología de remuneración, las decisiones tomadas son con base en estudios que realizan terceros, estos evalúan el comportamiento del mercado, con el fin de analizar ventajas, desventaja y el riesgo que acarrea el cambio de metodología.

En esta investigación se presentó un análisis entre la Resolución CREG 097 de 2008 y la Resolución CREG 015 de 2018 para remunerar la actividad de distribución eléctrica, para ello, se presentó un análisis cualitativo y cuantitativo, lo que permitió observar los cambios que

determinó el regulador para remunerar dicha actividad. Este estudio permitió analizar los criterios técnico-legales que acarrea las modificaciones ejercidas. Uno de los cambios más significativos es el esquema para reconocer los activos, anteriormente usaban el enfoque VNR, este reconocía los activos como nuevos en todo el periodo tarifario, actualmente, implementan el esquema CRD, que tiene en cuenta la devaluación de los activos en función al tiempo de servicio, conllevando al OR a realizar reposición en ciertos periodos para evitar que se vean afectados sus ingresos.

En el análisis cualitativo se evidenció la disminución de la tasa de retorno, debido al cambio de reconocimiento de las inversiones, el reconocimiento de los activos; los cuales son afectados por la depreciación, la disminución de la fracción para el reconocimiento de los activos no eléctricos; determinada en 2%, el reconocimiento de terrenos se mantuvo constante, con la aplicación de los índices SAIDI y SAIFI, el OR podrá recibir incentivos o ser penalizado en la compensación a los usuarios si supera los límites establecidos. La eficiencia energética juega un papel determinante, el regulador establece que se realizaran penalizaciones por el exceso en el transporte de energía reactiva, con esto, incentivan a mejorar su sistema y a la automatización de los bancos de condensadores, realizando un diseño adecuado y usándolos en los periodos requeridos.

Por otro lado, la metodología de remuneración fue unificada para los dos sistemas, siendo esta de ingreso regulado. Además, la tasa retorno fue reducida a 11,8%. El riesgo por demanda de energía fue descartado e integraron nuevos índices de calidad (SAIDI y SAIFI) para medir la calidad del servicio. Con lo expuesto en esta investigación, el problema que acarrea al implementar la metodología de VNR es el bajo incentivo para realizar inversiones a la infraestructura eléctrica, además, de la desalineación de los gastos de AOM, conllevando a un

aumento en las pérdidas de energía y baja calidad del servicio, redundando en el deterioro de los activos.

El análisis cuantitativo, permitió realizar las simulaciones económicas donde se evaluó el comportamiento de los ingresos anuales del OR teniendo en cuenta las fórmulas planteadas en la Resolución CREG No. 097 de 2008 y la Resolución CREG 015 de 2018. Con la nueva resolución, en el primer año evaluado el ingreso del OR aumentó en un 19,76% (\$ 149.720 millones COP) respecto a la metodología anterior. No obstante, este porcentaje disminuye gradualmente hasta el año 12, y en el año 5, se observó que la tendencia de la Res. No. 097 superó la de la Res. No. 015, debido que en la primera no le es afectada la depreciación de los activos, sino el riesgo por demanda de energía (esta aumenta 1,32% anual), conllevando a un aumento gradual de los ingresos del OR, por otro lado, en la segunda aplican el método CRD, la cual tiene en cuenta la depreciación del activo, afectándole la depreciación, además, el riesgo por inversiones, si el OR no realiza inversiones en su sistema, se verá directamente afectado sus ingresos anuales. Sin embargo, el OR realizó inversiones de 2%, lo que ayudó a disminuir el efecto de la depreciación. Además, el ingreso total disminuyó en 4,23% (\$ 459.786 millones COP) en la nueva resolución. Conforme a lo anterior, el OR se ve incentivado a realizar inversiones en su infraestructura eléctrica, el uso de nueva tecnología, reposición de activos y mantenimientos periódicos, con el fin de mejorar la calidad del servicio y que sus ingresos no sean afectados por los riesgos existentes.

Se cumplen los objetivos determinados por la CREG para el cambio de metodología de remuneración, crea estabilidad anual en los ingresos, estos van en función a las inversiones que realizó. Además, si el OR brinda una buena calidad de servicio, manteniéndose al margen con los índices de calidad, reducción de pérdidas técnicas y no técnicas puede recibir un ingreso extra.

No obstante, al presentarse lo contrario disminuirían sus ingresos, además, tendrán que compensar a los usuarios peor servidos mediante la disminución del valor total del servicio prestado.

Por medio de esta investigación, se puede derivar en otras que permitan analizar el comportamiento de las políticas implementadas por la CREG, para regular el servicio de energía eléctrica en Colombia, profundizar acerca de los modelos tarifarios y establecer nuevas metodologías que permitan encontrar buenas prácticas técnico-legales en el mercado de distribución eléctrica.

### Referencias

- ACIEM. (2018). PN-093-18. *ACIEM*.
- Alberta Queen's Printer . (2018). *ELECTRIC UTILITIES ACT* . Office Consolidation .
- Alexander , I., Mayer, C., & Weeds, H. (1996). Regulatory structure and risk: An international Comparison. *World Bank*, 65.
- Alexander, I., & Irwin, T. (1996). Price Caps, Rate-of-Return Regulation, and the Cost of Capital. *Public Policy for the Private Sector*.
- Alexander, I., Mayer, C., & Weeds, H. (1996). *Regulatory Structure And Risk And Infrastructure Firms*. The World Bank.
- Andrade, A. (2019). *Comparación del cambio de metodología para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica: Caso Colombia*. Barranquilla.
- AUC. (2019). *Alberta Utilities Commission*. Obtenido de <http://www.auc.ab.ca/pages/who-we-regulate.aspx>
- Celsia. (2018). *Celsia*. Obtenido de <https://blog.celsia.com/mercado-no-regulado-energia>
- Centro de Despacho Económico de Carga. (2018). *CDEC*. Obtenido de [http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_inf\\_sing.organizacion](http://www.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_sing.organizacion)
- Christian, J., Shipley, L., & Lundell LLP, L. (2017). Electricity Regulation in Canada: overview. *Practical Law Country Q&A*.
- CNSC. (2018). *Canadian Nuclear Safety Commission*. Obtenido de <https://www.cnsccsn.gc.ca/eng/the-commission/index.cfm>
- Colegio de Contadores Públicos de México . (2014). *Análisis del Costo Promedio Ponderado del Capital* . México D.C.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (s.f.). *CREG*. (CREG) Obtenido de

<http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/historia-energia>

Comisión Nacional de Energía. (2018). *CNE*. Obtenido de <https://www.cne.cl/quienes-somos/>

Comisión Nacional de Energía. (2018). *CNE*. Obtenido de

<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/>

Corte Suprema de Justicia de El Salvador . (1996). *Decreto No. 843*. Asamblea Legislativa de la Republica de El Salvador.

Costa, C. A., & Caballos, C. F. (2016). *Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador*. Superintendencia de Compentencia.

Cowan, S. (2002). Price-cap regulation. *Swedish Economic Policy Review*, 167-188.

CREG. (s.f.).

CREG. (1994). *Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*. Bogotá D.C.

CREG. (1994). *Resolución 060 de 1994*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía .

CREG. (1994). *Resolución CREG 003 de 1994*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.

CREG. (1997). *CREG 075 de 1997*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.

CREG. (1997). *Resolución CREG 099 de 1997*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.

CREG. (1998). *CREG 070 de 1998*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía .

CREG. (2001). *Cálculo de la tasa de retorno para la industria de distribució eléctrica en Colombia* . Bogotá D.C: Advance Consultores.

CREG. (2001). *Cálculo de la Tasa de Retorno para la industria de la Distribución Eléctrica en Colombia*. Bogotá D.C: Misterio de Minas y Energía.

CREG. (2002). *Resolución 082 de 2002*. Bogotá D.C: Ministerior de Minas y Energía.



- CREG. (2006). *CREG 111 DE 2006*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.
- CREG. (2007). *Resolución CREG 119 de 2007*. Bogota D.C: Ministerio de Minas y Energía .
- CREG. (2008). *Costo del capital para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica (CREG-067)* . Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.
- CREG. (2014). *Metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 -2019*. Bogotá D.C: Ministerior de Minas y Energía.
- CREG. (2014). *Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica* . Bogota D.C: Ministerio de Minas y Energía.
- CREG. (2014). *Metodología para remunerar la distribución eléctrica*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- CREG. (2014). *Resolución CREG No. 178*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía .
- CREG. (2014). *Resolución No. 179* . Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía .
- CREG. (2018). *Distribución de energía eléctrica metodología de remuneración 2018-2022*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.
- CREG. (2018). *Distribución de energía eléctrica metodología de remuneración 2018-2022*. Bogotá D.C.
- CREG. (2018). *Resolución No. 015 de 2018*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.
- CREG. (2019). *CREG*. Obtenido de CREG:  
<http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/estructura-energia>
- CREG. (2019). *CREG*. Obtenido de CREG:  
<http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/historia-energia>

Cuadros Amaya & Ortega calderon. (2012). *Una herramienta para contratar la energia de consumo industrial*. Bogotá: COLEGIO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE ADMINISTRACION.

Cuadros Amaya, L. J., & Ortega Calderon, D. A. (2012). *Una herramienta para contratar la energía de consumo industrial*.

Decreto 0381 (16 de Febrero de 2012).

Dinero. (14 de 02 de 2019). Lista la fórmula de Electricaribe: ¿Adiós a los apagones en la Costa? *Dinero*.

ECPA. (14 de 10 de 2018). *Alianza de Energía y Clima de las Américas*. Obtenido de <http://sp.ecpamericas.org/news/Default.aspx?id=1262>

EL HERALDO. (2019). XM: Demanda de energía aumentó 7,49% en la Costa. *EL HERALDO*, 1.

Electricaribe . (2018). *Electricaribe* . Obtenido de <http://www.electricaribe.co/empresa/>

EPM. (2020). ESSA. Obtenido de <https://www.essa.com.co/site/clientes/es-es/nuestroproductosyservicios/mercadonoregulado.aspx>

Equipo Research - MPS. (2018). *Sector Energía 1: Marco regulatorio y matriz energética*. Deloitte.

Fertel, C., Bahn, O., Vaillancourt, K., & Waaub, J. P. (2013). Canadian energy and climate policies: A SWOT analysis in search of federal/provincial coherence. *El Servier*, 1139-1150.

Formula tarifaria , 056 (CREG 21 de 6 de 2007).

Hur, S.-K., & Chung, C. Y. (2017). Revisiting CAPM betas in an incomplete market: Evidence from the Korean stock market. *El Sevier*, 241-248.

- IEEE. (2012). IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. *IEEE*.
- ISA. (2017). *Presentación corporativa*.
- ISA. (2020). ISA. Obtenido de <http://www.isa.co/es/isa-y-sus-negocios/Paginas/transporte-de-energia/colombia.aspx>
- Khalfallah, H. (2014). An assessment of Incentive Regulation in electricity networks: The story so far. *Cahier de recherche EDDEN*.
- Klitenik, F., Mira, P., & Moldovan, P. (2009). *El Mercado Eléctrico Argentino*. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.
- Ley 142 (1994).
- Ley 143, Diario Oficial No. 41.434 (12 de Julio de 1994).
- Ley 80 (1946).
- Melo, L., & Espinosa, N. (2004). *Ineficiencia en la distribución de energía eléctrica: Una aplicación de las funciones de distancia estocástica*.
- Ministerio de Energía. (2017). *Normas Generales*. Santiago de Chile : Ministerio de Energía .
- Ministerio de Energía y Minería . (s.f.). *Precio mayorista de la energía eléctrica*. Presidencia de la Nación.
- Ministerio de Energía y Minería. (2019). *Informe estadístico del sector eléctrico*. Presidencia de la Nación.
- Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. (1960). *Ley 15.336 de 1960*. Ministerio de Justicia y Derechos Humanos.
- Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. (1992). *Ley 24.065 de 1992*. Presidencia de la Nación.
- MME. (2017). *Sector de Minas y Energía*. Bogotá D.C.

- Moreno, L. F. (2012). *Regulación del mercado de energía eléctrica en américa latina: La convergencia entre libre competencia e intervención estatal*. Universidad Externado De Colombia: Bogotá.
- Mouso, F. C., Lopez Meyer, J. F., & Alsúa, J. M. (s.f.). *Mercado eléctrico Argentino*. Buenos Aires: Instituto Tecnológico de Buenos Aires .
- National Energy Board. (2019). *Neb one*. Obtenido de <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/lctrct/rprt/2017cndrnwblpwr/cndnvrwv-eng.html?=&wbdisable=true>
- NEB. (2018). *National Energy Board*. Obtenido de <https://www.neb-one.gc.ca/index-eng.html>
- NRCan. (2018). *Natural Resources Canada*. Obtenido de <https://www.nrcan.gc.ca/departments>
- OEB. (2018). *Ontario Energy Board*. Obtenido de <https://www.oeb.ca/about-us>
- Padrón, J. (2007). Tendencias Epistemológicas de la Investigación Científica en el Siglo XXI. *Cinta de Moebio: Revista de Epistemología de Ciencias Sociales* .
- Panel de Expertos. (2018). *Panel de Expertos Ley General de Servicios Eléctricos*. Obtenido de <http://www.panelexpertos.cl/lainstitucion.php>
- Patiño Moya, Y. A., Gómez Flórez, G. A., & Osorio Medina, E. (2009). *Evaluación del desempeño del sector de distribución en Colombia: Una aplicación del análisis de frontera estocástica*. Cali: Universidad Javeriana.
- Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional, STR, Resolución CREG no. 063 (CREG 31 de julio de 2017).
- Por la cual se regula la actividad de generación , CREG 055.

Pratt, S. P. (2002). Chapter 7: Weighed Avarage Cost of Capital . En S. P. Pratt, *Cost of Capital; Estimation and Applications* (pág. 45). New Jersey : Jhon Wiley & Sons, INC.

RedConsumidor. (2020). *Redconsumidor*. Obtenido de

[http://www.redconsumidor.gov.co/publicaciones/superintendencia\\_de\\_servicios\\_publicos\\_domiciliarios\\_pub](http://www.redconsumidor.gov.co/publicaciones/superintendencia_de_servicios_publicos_domiciliarios_pub)

Resolución CREG 086 (1996).

Resolución CREG 097 (2008).

Resolución CREG No. 004 (2 de Noviembre de 1994).

Resolución CREG No. 004 (1994).

Resolución CREG No. 043 (5 de Abril de 2013).

Resolución CREG No. 082 (17 de Diciembre de 2002). Obtenido de XM:

<http://www.xm.com.co/Paginas/Transmision/sistema-de-transmision-regional.aspx>

Sandoval , A. M. (2004). *Monografía del sector de electricidad y gas colombiano*..

SDEG. (2012). *Informe de gestión: Electrificadora del Caribe S.A E.S.P.* Bogotá D.C: Dirección Técnica de Gestión de Energía.

SENA. (2013). *Generación, transformación y uso de la energía eléctrica* . Barranquilla : SENA.

Sobel, J. (s.f.). *A Reexamination of Yardstick*. San Diego: University of California.

SSPD. (2017). *Crisis de la Electrificadora del Caribe S.A.* Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.

Superfinanciera. (s.f.). *Superfinanciera*. Obtenido de <https://www.superfinanciera.gov.co/jsp/>

Superintendencia de electricidad y combustible. (s.f.). *SEC*. Obtenido de

[http://www.sec.cl/portal/page?\\_pageid=33,3395528&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3395528&_dad=portal&_schema=PORTAL)

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2018). *SEC*. Obtenido de

[http://www.sec.cl/portal/page?\\_pageid=33,3395528&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3395528&_dad=portal&_schema=PORTAL)

Superservicios . (2017). *Diagnóstico de calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia* .

Bogotá D.C: Superservicios.

Superservicios. (2019). *Inversiones en 2019 han beneficiado a cerca de 1 millón y medio de*

*usuarios de energía en región Caribe*. Bogotá D.C: Superservicios.

T. L, J., Wang, J., & R. Webb, J. (2007). Idiosyncratic Risk and REIT Returns. *J Real Estate Finan Econ*.

UPME. (2020). Obtenido de Upme:

<http://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/NuestraEntidad/Paginas/Quienes-Somos.aspx>

Valderrama Alvarado, M. C. (2010). *Metodologías de estimación del costo de capital una aproximación al caso colombiano*. Pereira: Universidad EAFIT.

Vargas Cordero, Z. R. (2008). La investigación aplicada: una forma de conocer las realidades con evidencia . *Revista Educación* , 155-165.

Vargas Cordero, Z. R. (2008). La investigación aplicada: Una forma de conocer las realidades con evidencia científica. *Revista Educación*, 155-165.

Vargas Navarro, C. F. (2016). *Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora*. Bogotá D.C: Universidad Nacional de Colombia.

Vargas Navarro, C. F. (2016). *Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora*. Bogota D.C: Universidad Nacional de Colombia.

Vargas Ramírez, L. M. (2009). *Información del sector eléctrico y los mercados de energía eléctrica de los países de la región CIER*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

XM. (2016). *Informe anual XM*. (Ministerio de Minas y Energía ) Obtenido de <http://informesanuales.xm.com.co/2016/SitePages/operacion/2-4-Generaci%C3%B3n-del-SIN.aspx>

XM. (2017). *Informe anual*. Obtenido de <http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/4-1-Demanda-de-energia-nacional.aspx>

XM. (17 de 12 de 2018). *Paractec*. Obtenido de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>

XM. (2019). *Informa anual*. Bogotá D.C. Obtenido de <http://informesanuales.xm.com.co/2016/SitePages/operacion/2-4-Generaci%C3%B3n-del-SIN.aspx>

XM. (2020). *XM*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/mercados.aspx>

## ANEXO 1

Resolución CREG No. 097 de 2008			
WACC			
		I. R	I. M
Participación de la deuda	wd	40%	40%
Participación del capital propio	we	60%	60%
Costo de la deuda	rd	9,62%	9,62%
Costo del capital propio	re	13,34%	14,46%
Tasa de interés	r	33%	33%
Inflación	Inf	2,5%	2,5%

Ingreso Regulado			
USD		COP	
WACC	15,79%	WACC	13,0%
WACC	10,58%	WACC	7,88%

Ingreso Máximo			
USD		COP	
WACC	16,80%	WACC	13,9%
WACC	11,25%	WACC	8,54%

Costo de la deuda		
Costo de la deuda	rd	6,94%
Costo de la deuda (USD)	Rd	9,62%
Tasa de crédito preferencial	rep	6,94%

Costo del capital propio		Ingreso Regulado	Ingreso Máximo
Costo del capital propio	re	13,34%	14,46%
Tasa libre de riesgo	Rf	4,88%	4,88%
Beta apalancado	$\beta$	0,80	0,95
Beta desapalancado	$\beta_u$	0,55	0,66
Rendimiento del mercado	Rm	11,93%	11,93%
Prima de mercado	(Rm - Rf)	7,05%	7,05%
Prima por riesgo del negocio	$\beta(Rm - Rf)$	5,61%	6,73%
Prima por riesgo país	Rp	2,85%	2,85%

Resolución CREG No. 015 de 2018			
WACC			

Ingreso Regulado		
Participación de la deuda	wd	40%
Participación del capital propio	we	60%
Costo del capital propio	re (Ke)	8,5770%
Promedio de la tasa libre de riesgo	Rf,t	2,3262%
Beta apalancado	BL,t	0,6890
Promedio prima del mercado	Rm	6,3760%
Promedio prima por riesgo país	Rp,t	1,8574%
Prima diferencia de esquema	Rra	0,00%
Costo del capital propio USD	Ke,usd,a,t	8,5770%
Tributo de impuesto a la renta	Tx	33,0%
Promedio de la tasa de la curva de Swap Libor peso	Swapcop,a,t	6,2887%
Promedio de la tasa de la curva Swap libor	Swapusd,a,t	2,2854%
Costo del capital propio en pesos	Kdcop,a,t	12,8265%
Costo de la deuda en pesos	Kdcop,t	9,6197%
Costo promedio ponderado de capital en pesos	WACCcop,a,t	15,3343%
Expectativa de inflación	Picop,t	3,17%
Tasa de pesos constantes antes de impuestos	Tdcop,a,t	11,8%

Ingreso Regulado			
Pesos corrientes A.I		Pesos constantes A.I	
WACC	15,33%	WACC	11,8%



SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL- INGRESO MÁXIMO-PRECIO MÁXIMO 097												
Costo anual de los activos eléctricos (CAE) en Millones COP												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
STR	\$ 71.820	\$ 146.211	\$ 144.433	\$ 152.398	\$ 164.536	\$ 161.955	\$ 165.841	\$ 165.335	\$ 172.808	\$ 178.963	\$ 186.738	\$ 197.635
SDL 3	\$ 41.197	\$ 41.197	\$ 41.197	\$ 41.197	\$ 41.197	\$ 41.197	\$ 53.279	\$ 53.279	\$ 53.279	\$ 53.279	\$ 53.279	\$ 53.279
SDL 2	\$ 347.062	\$ 347.062	\$ 347.062	\$ 347.062	\$ 347.062	\$ 347.062	\$ 448.847	\$ 448.847	\$ 448.847	\$ 448.847	\$ 448.847	\$ 448.847
SDL 1	\$ 431.121	\$ 431.121	\$ 431.121	\$ 431.121	\$ 431.121	\$ 431.121	\$ 889.773	\$ 889.773	\$ 889.773	\$ 889.773	\$ 889.773	\$ 889.773
Activos no eléctricos (CAANE) Millones COP												
STR	\$ 2.945	\$ 5.995	\$ 5.922	\$ 6.248	\$ 6.746	\$ 6.640	\$ 6.799	\$ 6.779	\$ 7.085	\$ 7.337	\$ 7.656	\$ 8.103
SDL 3	\$ 1.689	\$ 1.689	\$ 1.689	\$ 1.689	\$ 1.689	\$ 1.689	\$ 2.184	\$ 2.184	\$ 2.184	\$ 2.184	\$ 2.184	\$ 2.184
SDL 2	\$ 14.230	\$ 14.230	\$ 14.230	\$ 14.230	\$ 14.230	\$ 14.230	\$ 18.403	\$ 18.403	\$ 18.403	\$ 18.403	\$ 18.403	\$ 18.403
SDL 1	\$ 20.136	\$ 20.136	\$ 20.136	\$ 20.136	\$ 20.136	\$ 20.136	\$ 36.481	\$ 36.481	\$ 36.481	\$ 36.481	\$ 36.481	\$ 36.481

Ingresos anuales Millones COP					
Año	STR	SDL 3	SDL 2	SDL 1	Total
1	\$ 103.936	\$ 48.803	\$ 417.363	\$ 186.895	\$ 757.602
2	\$ 181.377	\$ 49.552	\$ 424.304	\$ 189.756	\$ 844.990
3	\$ 179.526	\$ 50.301	\$ 430.758	\$ 192.642	\$ 853.226
4	\$ 187.817	\$ 51.074	\$ 437.328	\$ 195.576	\$ 871.796
5	\$ 200.452	\$ 51.847	\$ 444.016	\$ 198.559	\$ 894.875
6	\$ 197.766	\$ 52.645	\$ 450.743	\$ 201.566	\$ 902.720
7	\$ 201.811	\$ 53.442	\$ 457.509	\$ 204.597	\$ 917.359
8	\$ 201.284	\$ 54.239	\$ 464.392	\$ 207.677	\$ 927.593
9	\$ 209.064	\$ 55.061	\$ 471.354	\$ 210.781	\$ 946.260
10	\$ 215.472	\$ 55.882	\$ 478.433	\$ 213.934	\$ 963.720
11	\$ 223.565	\$ 56.704	\$ 485.590	\$ 217.159	\$ 983.017
12	\$ 234.909	\$ 57.573	\$ 492.864	\$ 220.408	\$ 1.005.755
Total	\$ 2.336.980	\$ 637.123	\$ 5.455.258	\$ 2.439.550	\$ 10.868.912